



Universidade do Minho
Escola de Engenharia

Bruna Cezário Rocha

Avaliação de projetos de microgeração fotovoltaica na região Sudeste do Brasil

Tese de Mestrado

Mestrado em Gestão de Projetos de Engenharia

Trabalho efetuado sob a orientação de:

Professora Doutora Paula Fernanda Varandas Ferreira

Professor Doutor Daniel Henrique Nogueira Dias

Outubro de 2017

DECLARAÇÃO

Nome: Bruna Cezário Rocha

Endereço electrónico: brunacezario@gmail.com

Número do Passaporte: FN134338

Título dissertação:

Avaliação de projetos de microgeração fotovoltaica na região Sudeste do Brasil

Orientadores:

Professora Doutora Paula Fernanda Varandas Ferreira

Professor Doutor Daniel Henrique Nogueira Dias

Ano de conclusão: 2017

Mestrado em Gestão de Projetos de Engenharia

É AUTORIZADA A REPRODUÇÃO PARCIAL DESTA DISSERTAÇÃO, APENAS PARA EFEITOS DE INVESTIGAÇÃO, MEDIANTE DECLARAÇÃO ESCRITA DO INTERESSADO, QUE A TAL SE COMPROMETE.

Universidade do Minho, 31 de outubro de 2017.

Assinatura: Bruna Cezário Rocha

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer à minha professora e orientadora Paula Ferreira, pelo suporte e disponibilidade no desenvolvimento desta dissertação. Além disso, por ter sido presente em todas as etapas deste trabalho, mesmo estando em Portugal e eu no Brasil.

Ao meu marido Lucas Lourenço, por estar presente na minha vida em todos os momentos, me apoiando e me ajudando a crescer a cada dia.

À minha mãe Nelma Cezário, por estar sempre ao meu lado, me incentivando a realizar os meus sonhos e me mostrando que o importante da vida é ser feliz.

Ao meu pai Othon Rocha, por apoiar o meu estudo e ser um exemplo de homem trabalhador.

Ao professor e coorientador Daniel Dias, por me auxiliar e ajudar nesta dissertação.

Ao professor Bruno Borba, que foi peça fundamental para o desenvolvimento da análise econômica.

Aos amigos Leonardo Bitencourt e Annelys Schetinger, por terem, como sempre, me ajudado a realizar este trabalho.

A todos os meus familiares e amigos pela compreensão em meus momentos de ausência e pelas palavras de apoio.

RESUMO

A energia solar fotovoltaica tem aumentado a sua participação na matriz energética mundial ao longo dos últimos anos e as perspectivas são que esta tendência continue acontecendo. Este crescimento pode ser explicado pelo aumento da preocupação dos países em diminuir a emissão dos gases do efeito estufa, pelos incentivos realizados pelos governos para a promoção desta fonte, pela constante queda dos custos iniciais dos sistemas fotovoltaicos (SFV) e aumento das tarifas de energia.

O Brasil, além de possuir altos índices de irradiação solar e seguir a tendência de queda nos custos iniciais dos SFV, tem vivenciado uma alta nas tarifas de energia, que tornam os investimentos em microgeração fotovoltaica ainda mais atraentes. Entretanto, o número de instalações de painéis fotovoltaicos nos telhados das residências ainda não é expressivo.

O presente trabalho busca analisar a viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica para o Brasil com enfoque na região Sudeste, por ser a que apresenta maior concentração de renda do país e possui o maior número de instalações. Pretende-se ainda verificar as possíveis barreiras para a inserção desta tecnologia na matriz energética brasileira. Para isso, foi realizado um estudo de múltiplos casos, através de fluxos de caixa e uma análise quantitativa com indicadores financeiros. Foi verificado que todas as 9 cidades analisadas possuem viabilidade econômica, mas somente as cidades de Minas Gerais possuem paridade tarifária. Esta viabilidade também foi confirmada pela Simulação de Monte Carlo realizada e apenas a cidade de São Paulo possui uma baixa probabilidade de obter o indicador do VAL (valor atual líquido) negativo. Também foi realizada uma análise de sensibilidade para verificar o impacto do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) cobrado sobre a energia exportada à rede.

Os resultados permitem concluir que a região Sudeste do país possui capacidade de exploração e crescimento para a microgeração fotovoltaica. Entretanto, além do Brasil apresentar as barreiras à inserção desta tecnologia também encontradas em outros países, tais como: custos da energia, falta de financiamento e falta de políticas energéticas, o país ainda apresenta a barreira da tributação do ICMS sobre a energia injetada na rede elétrica, que dificulta a inserção da microgeração fotovoltaica em residências.

PALAVRAS-CHAVE

Energia solar; Microgeração fotovoltaica; Viabilidade econômica; Barreiras; Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS)

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy has increased its participation in the world's energy matrix over the last years and the predictions are that this trend will continue. This growth can be largely explained by the concerns of countries to decrease the emissions of greenhouse gases. It is also encouraged by the governmental incentives along with the continuous cost reduction of Photovoltaic Systems (PV) and the rise of energy costs.

Besides holding high solar irradiation indexes, the decreasing trend of the initial costs of PV is also evident in Brazil. The country has been experiencing high rates in energy costs, which makes the investment in photovoltaic microgeneration even more attractive. However, the number of photovoltaic panels being installed on the roofs of houses is still not significant.

The present work seeks to analyze the economic viability of photovoltaic microgeneration in Brazil, with particular focus on the Southeast region, given the high income values of the region along with the highest number of units already operating. The research aims also to analyze possible barriers to the inclusion of this technology in the Brazilian energy matrix. A multiple case study was proposed through cash flow and quantitative analysis with financial indicators. The results indicated that all nine analyzed cities present economic viability, but only the cities located in Minas Gerais achieve tariff parity. This viability was also confirmed by the Monte Carlo Simulation, for which only the city of São Paulo presented a low probability of obtaining a negative NPV (Net Present Value). A sensibility analysis was also conducted to verify the impact of the Integrated Goods and Service Tax ("ICMS") levied on energy exported.

The results allow to conclude that the Southeast region of Brazil present the required conditions for the exploitation and growth of photovoltaic microgeneration facilities. However, the country still presents obstacles for the inclusion of this technology. In addition to those barriers found in other countries, such as energy costs, lack of funds and of energy policies, Brazil still applies "ICMS" on the injected energy in the electric network which hinders the economic viability of photovoltaic microgeneration, especially on houses' rooftops.

KEYWORDS

Solar energy; Photovoltaic microgeneration; Economic viability; Barriers; Integrated Goods and Service Tax (ICMS)

ÍNDICE

Agradecimentos.....	iii
Resumo.....	v
Abstract	vii
Índice.....	ix
Índice de Figuras	xiii
Índice de Tabelas.....	xv
Lista de Abreviaturas, Siglas e Acrónimos	xvii
1. Introdução	1
1.1 Enquadramento	1
1.2 Objetivos.....	3
1.3 Procedimentos metodológicos.....	3
1.4 Organização da dissertação	4
2. Revisão da Literatura	7
2.1 Visão geral da energia solar fotovoltaica no mundo	7
2.2 Políticas energéticas para a promoção da geração distribuída fotovoltaica	10
2.2.1 Feed-in e o caso da Alemanha.....	11
2.2.2 Subsídios diretos e o caso China	13
2.2.3 Net Metering e os Estados Unidos	13
2.3 Visão geral da energia solar fotovoltaica no Brasil.....	14
2.3.1 Políticas de incentivo à microgeração com tecnologia fotovoltaica	16
2.3.2 Descrição da situação atual e perspectivas para a microgeração fotovoltaica no Brasil.....	18
2.4 Barreiras à inserção da fonte	19
3. Avaliação da viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica.....	23
3.1 Levantamento dos dados	23
3.1.1 Características das localizações	23

3.1.2	Desempenho técnico de sistemas	25
3.1.3	Potência típica dos sistemas fotovoltaicos	26
3.1.4	Percentual de energia gerada injetada na rede	28
3.1.5	Módulo fotovoltaico e degradação anual	29
3.1.6	Despesas anuais com manutenção e operação	30
3.1.7	Tarifas de energia	31
3.1.8	Custos iniciais do sistema	35
3.1.9	Taxa de desconto	39
3.2	Avaliação com indicadores financeiros	39
3.2.1	Fluxo de caixa do projeto	40
3.2.2	Valor atual líquido (VAL).....	41
3.2.3	Método do payback	42
3.2.4	Taxa interna de retorno (TIR)	42
3.2.5	Custo nivelado da energia	43
3.3	Análise dos riscos	43
3.3.1	Simulação de Monte Carlo	45
3.3.2	Análise de Sensibilidade	46
4.	Análise dos resultados.....	48
4.1	Resultados gerais	48
4.2	Cenário Padrão	50
4.3	Análise de Riscos.....	53
4.3.1	Simulação de Monte Carlo	53
4.3.2	Análise de Sensibilidade	54
4.4	Comparação entre os resultados obtidos e a literatura	56
5.	Conclusões	58
5.1	Trabalhos futuros	60

Referências Bibliográficas	61
Anexo I - Probabilidades de densidade do valor atual líquido e da taxa interna de retorno	68

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 - Capacidade global solar fotovoltaica, por país e região, 2006-2016 (dados de REN21 (2017)).....	8
Figura 2 - Tendência dos preços médios de instalação ao longo do tempo (dados de Barbose & Darghouth (2016)).....	9
Figura 3 - Países com políticas de energias renováveis, por tipo, 2015 (dados de SolarPower Europe (2016))	11
Figura 4 - Matriz energética do Brasil em 2016 (dados de EPE (2017))	15
Figura 5 - Projeção da potência instalada de 2017 até 2021 (dados de ANEEL (2017a)).....	19
Figura 6 - Curva de geração fotovoltaica e curva de carga (dados de Francisquini (2006) e PV*SOL)	29
Figura 7 - Evolução das tarifas nominais de energia da região Sudeste (dados de ANEEL (2017c))	35
Figura 8 – Cenário médio: Suposições para os custos totais de instalação para sistemas fotovoltaicos de pequena escala internacionais (dados de Jacobs (2016)).....	36
Figura 9 - Ajuste dos dados atualizados das tarifas de energia - distribuição normal (Software @RISK).....	46
Figura 10 - Tarifa de energia vs. Irradiação solar (dados de PV*SOL (2015b) e ANEEL (2017a))	50
Figura 11 - VAL e TIR para o cenário padrão	51
Figura 12 - Custo nivelado da energia vs tarifa de energia residencial.....	52
Figura 13 - VAL e TIR para os três cenários	55
Figura 14 - Tarifas com impostos e LCOE para os três cenários.....	55

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 - Cidades escolhidas para análise econômica (dados de ANEEL (2017c))	24
Tabela 2 - Produtividade anual por cidade (dados de software PV*SOL).....	26
Tabela 3 - Potência típica para cada localização	27
Tabela 4 - Evolução do IPCA (dados de IBGE (2017)).....	31
Tabela 5 - Tarifas sem impostos por distribuidora (dados de ANEEL (2017d))	32
Tabela 6 - Tarifas de energia elétrica para cada distribuidora (dados de Abradee, (2016a) e ANEEL (2017b)).....	34
Tabela 7 - Valores dos equipamentos importados (dados de Abinee (2012) e Erwes et al. (2012))	38
Tabela 8 - Premissas utilizadas	39
Tabela 9 – Modelo do fluxo de caixa dos projetos	40
Tabela 10 - Insolação média anual (dados de INMET (2017)).....	44
Tabela 11 - Resultados energéticos para o primeiro ano	49
Tabela 12 - LCOE e payback para o cenário padrão.....	52
Tabela 13 - Resultados estatísticos da simulação de Monte Carlo para o VAL	53
Tabela 14 - Resultados médios para os 3 cenários.....	54
Tabela 15 - Comparação dos resultados obtidos pelo presente trabalho vs resultados encontrados em ANEEL (2017a)	56

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÓNIMOS

AFRMM - Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BMWi - Ministério da Economia e Tecnologia da Alemanha

CBEE – Comercializadora Brasileira Emergencial

CD - Custo de Disponibilidade

COFINS - Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social

CONFAZ - Conselho Nacional de Política Fazendária

COPOM – Comitê de Política Monetária

COSIP - Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública

EDP – Energias de Portugal

EEG - Erneuerbare Energien Gesetz

EMG – Energisa Minas Gerais

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FC – Fator de Capacidade

FIT – Feed-in Tariff

FV - Fotovoltaico

FV - Fotovoltaico

GD – Geração Distribuída

ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IGP-M – Índice Geral de Preços - Mercado

IPCA – Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

kWh - quilowatt-hora

LCOE - Levelized Cost of Energy

O&M – Operação & Manutenção

ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico

PIB – Produto Interno Bruto

PIS - Programa de Integração Social

PLS – Projeto de Lei do Senado

PR - *Performance Ratio*

REN – Resolução Normativa

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SELIC – Sistema Especial de Liquidação e de Custódia

SFV – Sistema Fotovoltaico

SIGEL - Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico

SISCOMEX - Taxa do Sistema Integrado de Comércio Exterior

T&D – Transmissão e Distribuição

TE - Tarifa de Energia

TIR - Taxa Interna de Retorno

TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

UC – Unidade Consumidora

VAL - Valor Atual Líquido

Wp – Watt-pico

1. INTRODUÇÃO

Este capítulo descreve o contexto da dissertação e situa o estudo proposto da pesquisa, trazendo a situação da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo. São explicitados os objetivos da pesquisa e são apresentados os procedimentos metodológicos, com as questões da investigação e a forma de como será feita a análise da pesquisa.

1.1 Enquadramento

Com o crescimento populacional e a evolução de novas tecnologias, o consumo de energia elétrica tem aumentado nos últimos anos e, conseqüentemente, torna-se cada vez mais necessária a preocupação pela diminuição de gases do efeito estufa e a preservação do meio ambiente. Nesse sentido, diversos países do mundo têm implementado políticas e incentivos energéticos para a diminuição do uso de energia através da queima de combustíveis fósseis e do aumento da geração de energias renováveis. De acordo com o relatório International Energy Outlook 2016, até 2040, o consumo de energia gerada através do carvão irá diminuir em todos os países do mundo e a energia renovável será a fonte que terá o crescimento mais rápido (EIA, 2016).

O Brasil possui uma matriz elétrica predominantemente composta por energias renováveis, sendo a sua grande parte formada por energia hidrelétrica. Este fato pode ser explicado não só pela sua competitividade econômica, mas também por depender de um recurso abundante no país, nomeadamente a água da chuva. Porém, mesmo sendo uma fonte renovável, as usinas hidrelétricas enfrentam dificuldades para a sua expansão, em razão dos impactos socioambientais decorrentes, como o desmatamento de áreas de proteção ambiental e de áreas de ocupação de tribos indígenas, particularmente na região amazônica. Além disso, por serem áreas de difícil acesso e longe dos centros urbanos de carga, aumentam as perdas nas linhas de transmissão e distribuição (T&D), o que, conseqüentemente, levam ao aumento dos custos da energia no país.

Por outro lado, com a variabilidade climática dos últimos anos, a produção brasileira de eletricidade está sujeita a riscos hidrológicos consideráveis, por depender, em sua maior parte, da produção de usinas hidrelétricas (Silva, 2006). Com os períodos de escassez das chuvas, que vem enfrentando ao longo dos anos, o país tem sido obrigado a aumentar a geração de energia através de termelétricas, de forma a conseguir suprir a demanda. Isto ocasiona um aumento do

custo da produção de energia e, também, no aumento da poluição do meio ambiente através da queima de combustíveis fósseis. Sendo assim, considera-se importante que o país invista em outros tipos de energias renováveis, que causem cada vez menos impacto para a população em geral e minimizem os riscos do aumento dos custos de energia.

Uma alternativa muito discutida e ainda pouco explorada para o Brasil passa por investir na microgeração distribuída de energia fotovoltaica, com aproveitamento de telhados em edifícios residenciais, de empresas ou instituições, o que permitirá diminuir o problema da falta de terrenos apropriados, uma vez que os painéis fotovoltaicos ficam instalados em cima de telhados já existentes e não em áreas de preservação ambiental, por exemplo (Ackermann, Andersson, & Söder, 2001). Além disso, os a instalação de painéis fotovoltaicos nos telhados traz uma independência em relação à distribuidora de energia, visto que os consumidores passam a gerar a sua própria energia para consumo (Pillai, Putrus, Georgitsioti, & Pearsall, 2014).

Note-se, ainda, que o país detém um potencial energético solar reconhecido mundialmente, por estar situado em uma região com incidência vertical dos raios solares e, ao mesmo tempo, possui parte do seu território na linha do Equador, que faz com que haja pouca variação da incidência solar ao longo do ano e, mesmo em estações do ano como o inverno, podem ocorrer altos níveis de irradiação. Contudo, em virtude do território muito extenso, os níveis de irradiação e temperaturas não são uniformes ao longo das regiões, o que torna algumas localizações do país menos rentáveis para este tipo de tecnologia (Lacchini & Rüther, 2015).

A geração de energia elétrica através de painéis fotovoltaicos é bastante difundida em países como Alemanha, China e Japão, os quais investem anualmente na produção deste tipo de energia e aumentam os incentivos governamentais para o crescimento dessa tecnologia.

No Brasil, no entanto, a microgeração distribuída foi regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através da Resolução nº 482, apenas em 2012 e a partir deste ano, a capacidade instalada de energia solar fotovoltaica aumentou significativamente, de 2 MW para 21 MW em 2015 (EPE, 2016a). Esta resolução foi um marco para o avanço dos investimentos em empreendimentos de geração distribuída no país, pois além de determinar as condições de acesso de micro e minigeração distribuída, também estabeleceu o sistema de compensação de energia elétrica (*net metering*), já utilizado em alguns estados dos Estados Unidos da América e no Canadá.

Por seu lado, países líderes na microgeração de energia solar fotovoltaica utilizam o mecanismo de incentivo do tipo *feed-in* para promover o uso desta fonte, sendo que esta política energética é considerada por alguns autores como uma das mais eficientes adotadas (Jacobsson & Lauber, 2006). Esta pode ser uma das razões pelas quais o Brasil, mesmo com todo o seu potencial energético, ainda não é competitivo em termos de energia solar fotovoltaica. Na verdade, este tipo de energia ainda representa menos de 0,1% da oferta interna na matriz energética brasileira (Pinto, Amaral, & Janissek, 2016) e, para a próxima década, acredita-se que o país ainda terá dificuldades para expandir a microgeração fotovoltaica (Castro, 2015).

Desta forma, este trabalho de investigação pretende contribuir com a avaliação da microgeração com tecnologia fotovoltaica na região Sudeste do Brasil, de forma a verificar e analisar possíveis barreiras e oportunidades para o desenvolvimento desta tecnologia de maneira geral no país.

1.2 Objetivos

Este trabalho pretende contribuir para a avaliação de projetos microgeração na região Sudeste do Brasil, em particular no setor fotovoltaico. Apesar do potencial solar do Brasil ser reconhecido, o setor da microgeração distribuída com aproveitamento de telhados em edifícios residenciais está longe de se poder considerar num estágio avançado. Importa assim analisar este setor, sendo os objetivos específicos deste trabalho traduzidos em:

- Análise da microgeração no Brasil: situação atual, barreiras, oportunidades e perspectivas futuras;
- Avaliação da viabilidade econômica de projetos de microgeração de tecnologia fotovoltaica;

1.3 Procedimentos metodológicos

O trabalho de investigação desenvolvido foi orientado de forma a responder às questões de investigação colocadas, decorrente das possibilidades encontradas na análise crítica da literatura apresentada. As questões de investigação são:

- Qual a viabilidade econômica da microgeração no Brasil, considerando o sistema de compensação de energia - *net metering* - atualmente em vigor?
- Quais são as possíveis barreiras para o desenvolvimento da microgeração de energia com tecnologia fotovoltaica no Brasil?

Para responder a essas perguntas de investigação, foram utilizados procedimentos de pesquisa bibliográfica e documental, a partir de fontes como livros, sítios, documentos públicos e artigos publicados em revistas científicas, e um estudo de casos múltiplos (cidades), que inclui a análise econômica da microgeração distribuída na região Sudeste do Brasil, especificamente, para as cidades de Uberlândia, Muriaé, Rio de Janeiro, Niterói, São Paulo, Indaiatuba, Campinas, Vitória e Colatina.

Para o estudo foi realizado primeiramente o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, para que fosse possível obter a energia gerada por cada SFV. Para esta etapa, foi utilizado o *software* PV*SOL, que por sua vez, possui um banco de dados com informações sobre a radiação solar, painéis fotovoltaicos e tipos de inversores. Além disso, foi necessário inserir no programa dados das coordenadas geográficas de cada local, potência instalada do sistema, taxa de degradação dos módulos e curva de carga típica para consumidores residenciais.

A segunda etapa do estudo foi a análise econômica, que foi realizada através de fluxos de caixa criados no *software* Excel, e calculados o valor atual líquido (VAL), tempo de retorno do investimento (*Payback*), taxa interna de retorno (TIR) e por último, o custo nivelado da energia (LCOE). Nesta etapa foram analisados dados das tarifas de energia, assim como seu percentual de crescimento, custos da manutenção e operação dos sistemas, percentual da inflação do país e o custo de oportunidade.

Na terceira etapa, foi realizada uma análise quantitativa dos riscos, por meio da Simulação de Monte Carlo e análise de sensibilidade. A primeira, foi executada através do *software* @Risk, e teve como o objetivo verificar os diferentes resultados possíveis para a análise econômica e informar a probabilidade de ocorrência dos mesmos, de acordo com a variação das tarifas de energia de cada distribuidora. A segunda, foi realizada modificando apenas a tributação do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), a fim de verificar o impacto que esta tributação sobre a energia injetada na rede – barreira regulatória explicada ao longo do trabalho - tem no retorno do investimento.

Para interpretação dos resultados foi realizada uma análise quantitativa e em seguida, uma comparação com a literatura brasileira sobre microgeração fotovoltaica.

1.4 Organização da dissertação

De acordo com os objetivos traçados, a dissertação foi organizada da seguinte forma:

O capítulo dois é baseado em pesquisa bibliográfica sobre a situação e as previsões futuras para a energia solar fotovoltaica a nível mundial e no Brasil. Além disso, apresenta os incentivos políticos/fiscais/regulatórios mais utilizados nos países de maior capacidade instalada e também no Brasil, e ainda analisa as barreiras para a promoção deste setor.

O terceiro capítulo realiza uma recolha de dados, através de uma pesquisa teórica, sobre a irradiação solar, curvas de carga, tarifas de energia da região Sudeste do Brasil, preço dos equipamentos fotovoltaicos e inflação, para que seja possível realizar uma avaliação da viabilidade econômica, através dos *softwares* PV*SOL e Excel, de projetos de microgeração. Nesta fase também é realizada uma análise dos riscos, por meio do *software @Risk*, para verificar os resultados possíveis e informar a probabilidade de ocorrência dos mesmos. Além disso, é realizada uma análise de sensibilidade para verificar os impactos na viabilidade econômica, das tributações do ICMS sobre a valoração da energia injetada na rede elétrica.

O quarto capítulo apresenta os resultados e a discussão do trabalho desenvolvido, assim como, uma comparação com os resultados obtidos na literatura brasileira.

Por fim, o capítulo cinco aborda as principais conclusões e considerações finais sobre o trabalho realizado e, apresenta as sugestões para trabalhos futuros.

2. REVISÃO DA LITERATURA

Neste capítulo será apresentada a revisão da literatura em relação a energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo, e suas perspectivas para o futuro, com foco na microgeração com tecnologia fotovoltaica. Além disso, serão analisados alguns dos países com maior capacidade instalada de energia solar assim como, as políticas energéticas mais utilizadas em cada um deles e as principais barreiras encontradas para a inserção desta fonte na matriz energética mundial.

2.1 Visão geral da energia solar fotovoltaica no mundo

A capacidade mundial de energia solar fotovoltaica tem crescido de maneira expressiva ao longo dos últimos anos. A maior conscientização da sociedade e crescente preocupação para a diminuição das emissões de dióxido de carbono (CO₂), são os principais fatores para o aumento da inserção de fontes de energia renováveis, dentre elas, a energia solar fotovoltaica, na matriz energética mundial.

O avanço da capacidade instalada no mundo, demonstrado na Figura 1, tem ocorrido de maneira expressiva e gradual ao longo dos anos e, em 2016, chegou a marca de 303 GW de potência instalada, um crescimento de 32% em relação ao ano anterior (REN21, 2017).

A China pelo segundo ano consecutivo é líder mundial em capacidade instalada acumulada, com 77,4 GW. Em segundo lugar, está o Japão com 42,8 GW e em terceiro, a Alemanha com 41,3 GW. Estes três países juntos contêm mais de 50% da capacidade instalada acumulada de energia solar fotovoltaica no mundo.

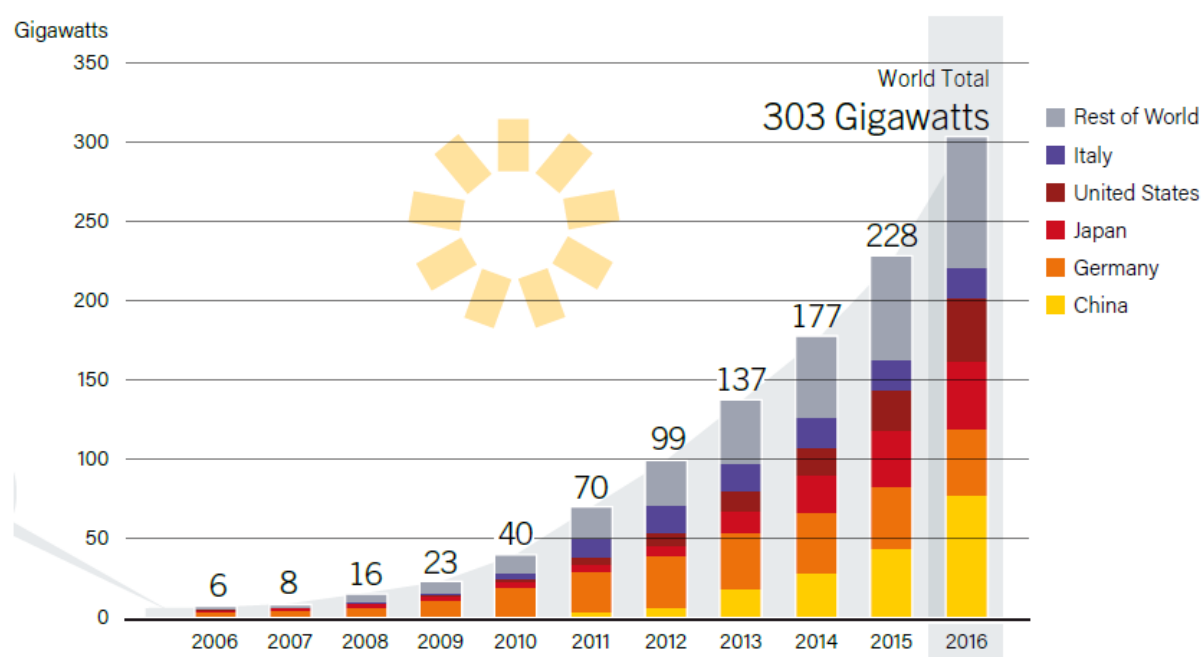


Figura 1 - Capacidade global solar fotovoltaica, por país e região, 2006-2016 (dados de REN21 (2017))

Do total da capacidade instalada de 2016, cerca de 79 GW (26%) foi de geração descentralizada, ou seja, geração distribuída (GD), conectada à rede (REN21, 2017), que é o foco da análise econômica deste trabalho.

As previsões para o mercado mundial de energia solar fotovoltaica (FV) (centralizada e distribuída) são otimistas. Segundo o relatório *Global Market Outlook* (SolarPower Europe, 2017), em 2021 o cenário mais provável apresenta uma demanda mundial de energia solar FV de até 772 GW, devido principalmente à queda dos custos iniciais dos SFV, novos países investindo nessa fonte de energia - após conferências realizadas, como por exemplo, a COP21¹, em que os países apresentaram metas para a redução de carbono (EPE, 2016c) - e consumidores cada vez mais conscientes da importância de gerar este tipo de energia. Além disso, com uma trajetória de aumento das tarifas de energia, a geração distribuída com tecnologia fotovoltaica também segue a tendência de crescimento, tornando-se assim, uma fonte cada vez mais competitiva e atrativa em diversos lugares do mundo (REN21, 2016).

Os custos iniciais dos SFV são os principais fatores pelos quais a energia solar fotovoltaica ainda não possui grande participação na matriz energética mundial. Estes custos são compostos pelos preços dos equipamentos e pelas despesas administrativas – conhecidas

¹ A 21ª Conferência das Partes (COP21), realizada em dezembro de 2015 em Paris, teve como objetivo buscar um acordo sobre a mudança global do clima, reunindo cerca de governos de 190 países. Foi solicitado para que cada um dos países apresentasse sua pretensão para diminuir as emissões domésticas de gases de efeito estufa (GEE), com o intuito de limitar o aumento da temperatura no globo terrestre a um máximo de 2°C até 2100 (EPE, 2016c).

internacionalmente como “*soft costs*” – tais como os custos com mão de obra, processos de licenciamento e financiamento (IEA - RETD, 2014). Os “*soft costs*” dependem do país em que o SFV está instalado, e segundo Seel, Barbose & Wiser (2013), este é o principal motivo pelo qual o custo inicial dos SFV na Alemanha é menor do que nos Estados Unidos.

No decorrer dos anos, os custos iniciais do SFV residenciais, apresentaram uma queda de aproximadamente 60%, conforme apresentado pela Figura 2.

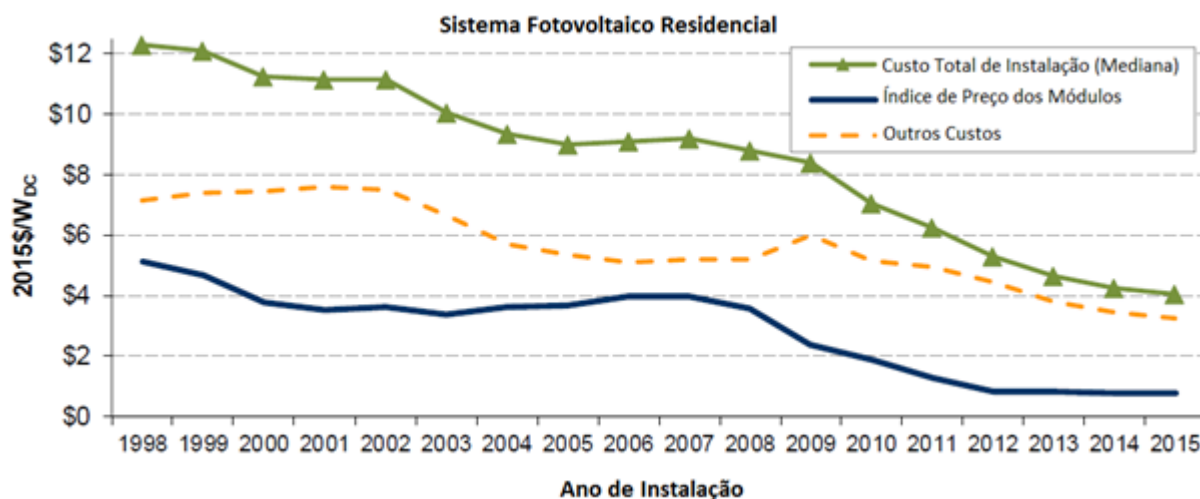


Figura 2 - Tendência dos preços médios de instalação ao longo do tempo (dados de Barbose & Darghouth (2016))

De 2008 até 2012, os módulos fotovoltaicos apresentaram uma queda acentuada e representaram mais de 70% do declínio global dos preços instalados dos sistemas residenciais, que resultou na maior redução do preço dos SFV durante o período de 1998 a 2015. A partir de 2012, os preços dos módulos se mantiveram praticamente constantes e mesmo assim, os custos iniciais dos sistemas continuaram em queda. Isto porque, os demais custos do sistema, principalmente, os “*soft costs*”, continuaram a diminuir consideravelmente ao longo destes anos.

Importante destacar que os custos iniciais dos SFV variam de acordo com a potência instalada dos mesmos. Quanto maior o sistema, menor é o seu custo inicial (Jacobs, 2016), ou seja, sistemas residenciais tendem a ser mais caros, já que costumam ser menores do que os comerciais e centralizados, por exemplo. Isto ocorre porque os SFV com maiores potências instaladas são beneficiados por economias de escala, pois têm a oportunidade de comprar um maior número de equipamentos e assim diminuir os seus valores e, podem dispersar os custos fixos do projeto e as despesas gerais por um número maior de watts instalados. Utilizando esta mesma lógica, Barbose & Darghouth (2016), consideram que um dos motivos que levaram à queda dos custos, ocorrida ao longo dos anos, foi o aumento da potência média dos SFV

residenciais e, conseqüentemente, o aumento do número de painéis instalados. Isto levou a uma redução nos custos da geração da energia, também chamado de custo nivelado ou *levelized cost of energy*² (LCOE), que está cada vez mais se aproximando das tarifas residenciais aplicadas pelas distribuidoras de energia de diversos países (Weiss, 2017). Quando a tarifa passa a ser maior que o LCOE, significa que vale a pena instalar painéis fotovoltaicos nos telhados das residências, isto é chamado de paridade tarifária, que já ocorre em SFV residenciais de países como Alemanha, Itália, Portugal, Espanha, Austrália e alguns estados dos Estados Unidos (Petrick, 2014).

A tendência é de que os custos da energia solar continuem a diminuir ao longo dos anos, como resultado da inovação tecnológica, economias de escala e incentivos dos governos para reduzir os custos dos SFV (IEA - RETD, 2014).

2.2 Políticas energéticas para a promoção da geração distribuída fotovoltaica

Como explicado anteriormente, a energia solar fotovoltaica está se tornando cada vez mais acessível, devido à constante queda nos preços dos componentes, tanto no nível centralizado quanto no distribuído. No entanto, os custos iniciais dos sistemas fotovoltaicos ainda são altos e o retorno do investimento é a longo prazo. Com isso, torna-se necessário que os governos auxiliem esta fonte de energia, através de políticas energéticas e incentivos em impostos, para que ocorra a disseminação da energia solar fotovoltaica no mundo (Ribeiro, 2015). Segundo Tiepolo, Junior, Junior & Vianac (2014) os incentivos políticos adotados para promover o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica são os maiores responsáveis pelos investimentos em SFV conectados à rede, principalmente em países da Europa.

Na maioria dos países, a promoção da energia solar fotovoltaica não é realizada com apenas um tipo de incentivo e sim, por uma combinação deles, conforme demonstrado pela Figura 3.

As principais políticas utilizadas para a promoção da geração distribuída fotovoltaica em 2015, foram baseadas nas tarifas *feed-in*, incentivos indiretos - incluindo os incentivos fiscais – e *net metering* (IEA - PVPS, 2016c). A partir de 2016, a maior parte dos países apoiaram diretamente o desenvolvimento e a implantação de tecnologias de energia renovável através de políticas energéticas (REN21, 2017).

² Será explicado no item 3.2.5.

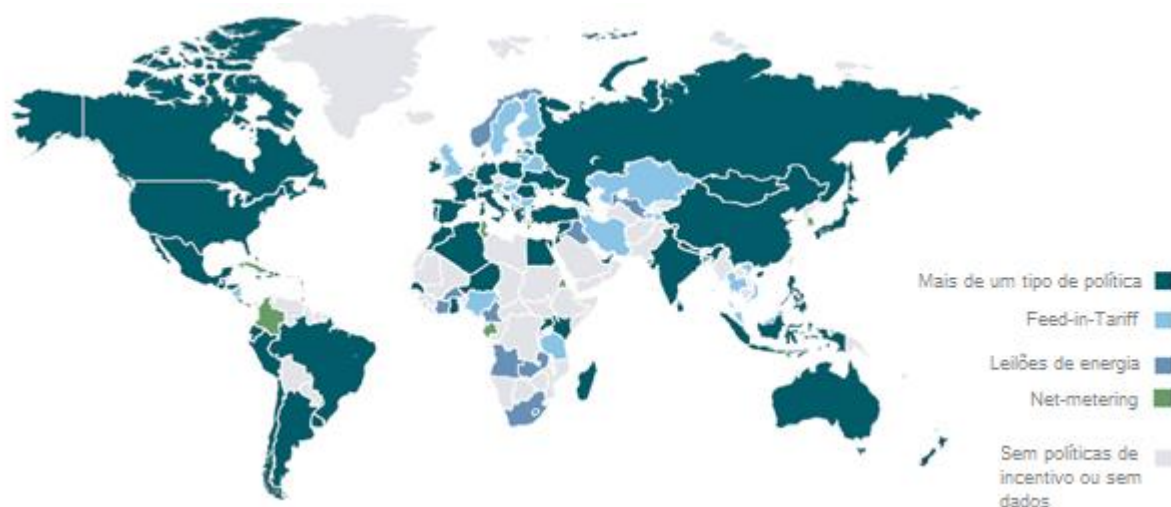


Figura 3 - Países com políticas de energias renováveis, por tipo, 2015 (dados de SolarPower Europe (2016))

2.2.1 Feed-in e o caso da Alemanha

O *feed-in tariff* (FIT) é o incentivo político mais utilizado para a promoção da energia solar FV em diversos países do mundo. Em 2015, mais de 50% da capacidade instalada mundialmente foi realizada sob o regime deste mecanismo (IEA - PVPS, 2016c). O sistema FIT fornece um preço diferenciado garantido ao produtor de energia renovável e faz com que os operadores/distribuidoras tenham a obrigação de comprar a eletricidade gerada. Este preço normalmente é garantido por um longo período de tempo, entre 15 e 20 anos, para que seja atrativo investir em energia renovável (Poullikkas, 2013). O valor pago para o produtor, pela energia injetada na rede, é normalmente dividido entre as concessionárias e os consumidores na forma de uma sobretaxa, reservada para contribuir com o desenvolvimento das energias renováveis, sem ônus para o governo (MME, 2009). Na GD com tecnologia fotovoltaica, este incentivo garante que as residências que têm painéis fotovoltaicos instalados em seus telhados, vendam toda a energia gerada por um preço maior que o da energia comprada da distribuidora, o que torna o sistema interessante economicamente para os produtores de energia solar.

O mecanismo de incentivo FIT teve início nos Estados Unidos em 1970, no entanto, tornou-se popular somente no ano 2000, após a Lei Alemã de Energias Renováveis (conhecida na Alemanha como EEG) (Abinee, 2012). Após a adoção desta lei, que teve diversas mudanças ao longo dos anos, a Alemanha tornou-se um dos principais mercados de energia fotovoltaica do mundo.

Desde a década de 80, após a crise do petróleo, do movimento contra usinas nucleares e do acidente ocorrido na usina de Chernobyl, que a Alemanha investe em pesquisa para o desenvolvimento e inovação de tecnologias solar e eólica (Aquila, Pamplona, Queiroz, Junior, & Fonseca, 2017; Augustus, Melo, Martino, & Valdir, 2016; Trigueiro, 2013). Assim, surgiu o termo “*energiewende*”, que significa uma transição do abastecimento da energia para fontes renováveis, com um objetivo de uma produção de energia ambientalmente amigável, confiável e econômica. Em 2010, o governo estabeleceu objetivos para a diminuição da emissão de CO₂ até 2050 em 80% em relação aos níveis de 1990, com metas intermediárias em 2020, 2030 e 2040, e com isso, investir em fontes de energias renováveis (Augustus et al., 2016; IEA - PVPS, 2017; REN21, 2017).

Em 2011, após o desastre na usina de Fukushima e a forte pressão da população, o governo alemão decidiu encerrar toda a produção de energia nuclear até 2022, um desafio ambicioso já que a maior parte da matriz energética alemã é de energia nuclear (IEA - PVPS, 2016a).

Entre 2010 e 2012, com a ajuda da queda dos preços dos equipamentos, o país teve um crescimento de mais de 80% no número de instalações fotovoltaicas (IEA - RETD, 2014). Entretanto, devido à grande quantidade de consumidores vendendo energia solar com valores elevados, a sobretaxa das fontes renováveis aumentou em mais de 20% a conta de energia elétrica da Alemanha (EPE, 2016b), que passou a ser considerada a mais cara se comparada com a de outros países desenvolvidos (Costa, 2014). Com isso, em 2013 o governo decidiu diminuir o nível de incentivos para as fontes renováveis para que o consumidor não fosse prejudicado pela alta dos preços da energia. Para isso, reduziu as tarifas *feed-in* e criou regulamentos mais restritos para os SFV centralizados. Sendo assim, neste ano, a adição de energia solar fotovoltaica na Alemanha caiu pela primeira vez, com um acréscimo de apenas 3,3 GW, após três anos instalando cerca de 7,5 GW por ano (IEA - PVPS, 2014).

Em 2014, o Ministério Federal de Economia e Energia (BMWi) elaborou uma nova versão com alterações na lei sobre energias renováveis para ajustar a política energética alemã de apoio às fontes renováveis e tentar frear o aumento das tarifas de energia. Dentre as mudanças realizadas, uma delas foi em relação a venda de energia, já que foi estabelecido um limite (percentual) para a venda anual de energia para a rede, de acordo com o tamanho do SFV e, foi estipulada uma sobretaxa (crescente ao longo dos anos) na conta de eletricidade que financia as tarifas *feed-in*, a ser paga pela energia autoconsumida por novos SFV, com potência instalada acima de 10 kW, reduzindo assim, os incentivos as novas instalações (IEA - PVPS, 2016b).

Com isso, em 2015, a Alemanha perdeu o primeiro lugar no *ranking* de capacidade instalada para a China, após 9 anos na liderança. Isto graças as decisões realizadas pelo governo alemão, em diminuir a presença das fontes de energias renováveis e, principalmente, por causa das medidas adotadas pela China, que além de aplicar o sistema FIT, realizou incentivos diretos para a promoção da energia solar fotovoltaica no país.

2.2.2 Subsídios diretos e o caso China

O segundo incentivo mais utilizado para o desenvolvimento da energia solar FV são as políticas fiscais, incluindo isenção fiscal, subsídios diretos e empréstimos. Este mecanismo tem como principal objetivo reduzir o investimento inicial no SFV, seja diminuindo os valores dos impostos que incidem nos equipamentos ou, no auxílio com financiamento do sistema.

A China, principal mercado de energia solar fotovoltaica do mundo, teve um aumento na sua capacidade instalada nos últimos anos devido principalmente ao incentivo FIT e também as políticas fiscais. O país, além de políticas energéticas favoráveis para a disseminação da energia solar fotovoltaica e alto nível de insolação, possui baixo custo de produção de painéis fotovoltaicos (Abinee, 2012).

Com uma forte ênfase no setor industrial, o país desde o ano 2000, mudou sua política para ampliar a produção de painéis fotovoltaicos para a exportação (Nuoshu & Jr., 2017). Desde 2007 que a China é o principal produtor de módulos fotovoltaicos do mundo (IEA - PVPS, 2017).

Os investimentos em produção de painéis fotovoltaicos são positivos economicamente, já que diminuem o preço dos equipamentos e, conseqüentemente, o custo inicial do sistema, e além disso, com o investimento em tecnologia, as chances de melhorar, através de pesquisas, a eficiência dos módulos fotovoltaicos é grande, trazendo uma vantagem competitiva muito importante para o país.

2.2.3 *Net Metering* e os Estados Unidos

O *net metering* é o terceiro incentivo político mais utilizado mundialmente para a promoção de energias renováveis. Em 2015, mais de 50 países adotaram políticas similares a este mecanismo para incentivar a energia solar FV (IEA - PVPS, 2016c). Este incentivo se enquadra nos sistemas de autoconsumo e permite que o produtor de energia utilize uma parte da energia gerada e o excedente é injetado na rede da distribuidora de eletricidade local, criando assim, o

termo *prosumer*³. Esta energia injetada se transforma em créditos ou pagamentos (dependendo do país) que podem ser abatidos da conta de energia nos meses seguintes.

O *net metering* geralmente é utilizado para apoiar a instalação de sistemas de energias renováveis distribuídos, de pequena escala. Em muitos países, as políticas de *net metering* são adotadas em conjunto com outros mecanismos de incentivo, que podem suportar projetos de grande escala, como por exemplo, o FIT ou leilões de energia (REN21, 2017).

Um país com destaque na utilização deste mecanismo é o Estados Unidos, que em 2016 ficou em quarto lugar em capacidade instalada de energia solar fotovoltaica, com 40,9 GW (REN21, 2017). Porém, esta alta capacidade instalada não é resultado apenas do *net metering*, mas também, de incentivos fiscais utilizados pelo governo para a promoção da energia solar.

As políticas energéticas nos Estados Unidos são aplicadas por estado. O *net metering* é o esquema mais utilizado no país, adotado em 41 de seus estados. As características de cada esquema, diferem de acordo com o local da instalação do SFV (IEA - PVPS, 2016b). Porém, na maioria dos estados, a energia injetada na rede é transformada em créditos de energia, igual ao sistema de compensação de energia aplicado no Brasil. O estado de New Jersey, por exemplo, utiliza o *net metering* em SFV de até 2 MW e toda a energia exportada para a rede é creditada na conta de eletricidade do mês seguinte. Estima-se que esta política incentivou a instalação de mais de 3500 SFV neste estado nos últimos anos (Abinee, 2012).

2.3 Visão geral da energia solar fotovoltaica no Brasil

As principais fontes de energia mais exploradas no mundo são os combustíveis fósseis, como petróleo, carvão e gás, seguidos por fontes hidrelétricas e nucleares (Cavaliero & Silva, 2005). O Brasil possui uma situação diferente, pois a maior parte da sua matriz energética (Figura 4), é composta por energias renováveis, sendo o maior percentual proveniente da energia hidrelétrica e, os combustíveis fósseis, ocupam apenas uma posição secundária. Este fato faz com que o Brasil seja um dos países com maior participação de fontes renováveis em sua matriz energética. Mesmo sendo considerada uma energia “limpa”, a energia hidrelétrica vem enfrentando constantes questionamentos ambientais e sociais, em relação aos grandes territórios inundados e populações ribeirinhas desalojadas, que são necessários para a instalação de uma usina de grande porte.

³ No setor da energia fotovoltaica, o termo "*prosumer*" é usado para se referir a consumidores de eletricidade que também produzem sua própria energia a partir de sistemas fotovoltaicos (IEA - RETD, 2014).

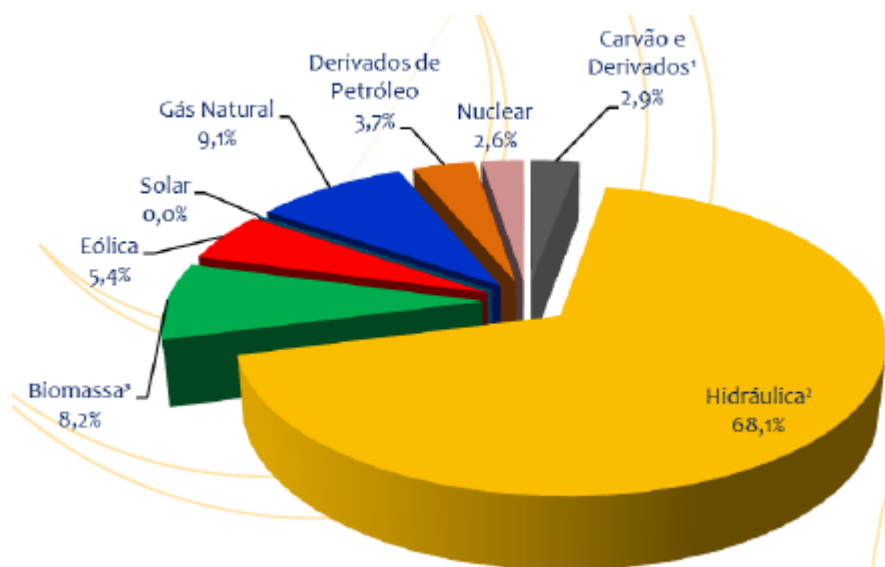


Figura 4 - Matriz energética do Brasil em 2016 (dados de EPE (2017))

A importância de diversificar as fontes de energia teve início no Brasil depois da crise hídrica, ocorrida em 2001 (Augustus et al., 2016). Neste ano, além de problemas na falta de investimentos, o país passou por condições hidrológicas desfavoráveis, que fizeram com que o governo decretasse racionamento de energia, sendo obrigado a utilizar usinas termoeletricas movidas a carvão, óleo e gás, e com isso, aumentando os custos da geração de energia. Através da criação do Decreto nº 3.900, a Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) foi criada com o intuito de viabilizar, em curto prazo, o aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica a partir de qualquer fonte (ANEEL, 2008b).

Em 2014 e 2015, novamente uma crise hídrica afetou o Brasil, principalmente, nos estados da região Sudeste, prejudicando a segurança energética (Cebds, 2015). Porém, no primeiro semestre de 2015, ocorreu uma desaceleração da economia brasileira, reduzindo o consumo de energia e, aliviando a crise da eletricidade (Stilpen & Cheng, 2015). Contudo, o país após duas crises energéticas e com uma alta dependência da fonte hidrelétrica, precisa buscar alternativas para diversificar a matriz energética, para reduzir as chances de futuras crises de energia.

Na busca por novas fontes de energia, a solar aparece como sendo uma boa alternativa para o país, já que é o recurso energético mais abundante do planeta e está disponível para uso direto através da radiação solar. Além disso, o Brasil possui altos índices de irradiação solar, que variam de acordo com a região e a estação do ano, de 1500 a 2500 kWh/m²/ano. Estes valores são acima dos encontrados na maioria dos países europeus - que são conhecidos pelo seus altos incentivos em energia solar fotovoltaica - como a Alemanha (900 - 1250 kWh/m²/ano), França (900 - 1650 kWh/m²/ano), Itália (1200 - 1750 kWh/m²/ano) e Espanha (1200 - 1850

kWh/m²/ano) (Pereira, Martins, Abreu, & Rüther, 2006). Entretanto, as regiões do Brasil com maior potencial solar são áreas em que o desenvolvimento econômico e social está atrasado em relação ao restante do país (Stilpen & Cheng, 2015), dificultando o interesse pelo investimento em SFV. A região Sudeste não possui os maiores índices de irradiação solar do Brasil, é apenas a terceira região neste quesito. Contudo, possui os melhores índices econômicos do país e um elevado número populacional, fazendo com que a região possua o maior número de domicílios com potencial de instalação de SFV nos telhados (Konzen, 2014).

Apesar de ser um país com alto potencial solar, o Brasil apresenta baixos índices (menos de 1%) de energia solar na sua matriz energética, como demonstrado na Figura 4. Dentre as fontes de energias renováveis, é a solar FV que possui a menor capacidade instalada. Porém, a energia solar tem crescido ao longo dos anos. De acordo com o relatório “*Global Market Outlook For Solar Power: 2017 – 2021*”, a capacidade total de energia solar no Brasil em 2016, alcançou a marca de 112 MW (SolarPower Europe, 2017), um crescimento de 62% (69 MW) em relação ao ano anterior. Ainda de acordo com o mesmo relatório, em 2021 o cenário mais provável apresenta uma previsão de capacidade total de 6,49 GW, que significa um crescimento anual de 125%.

Este crescimento, é resultado dos diversos incentivos dados pelo governo brasileiro, dentre eles estão: isenção de impostos na energia gerada pelo SFV e nos painéis fotovoltaicos; implementação do sistema *net metering*, na geração distribuída; e os leilões de energia⁴, na geração centralizada.

2.3.1 Políticas de incentivo à microgeração com tecnologia fotovoltaica

Para acompanhar o desenvolvimento internacional do setor fotovoltaico, o Brasil tem investido em diversas políticas de incentivo (tributários e regulatórios) à fonte de energia solar (EPE, 2014), mais especificamente, à geração distribuída. Segundo ANEEL (2014), esta geração distribuída além de atender a uma parte da carga elétrica, também possibilita a redução da necessidade de investimentos em plantas fotovoltaicas centralizadas.

Em 1997, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) publicou o Convênio ICMS 101/97 de incentivo às fontes de energias renováveis, solar e eólica. Este convênio dá isenção do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) nas operações com

⁴ O leilão de energia é um incentivo político onde os lances vencedores são aqueles que oferecem um preço pela energia elétrica pelo menor valor de MWh, isto é, menor tarifa, afim de atender a previsão da demanda (Giannini, Farias, Aurélio, Freitas, & Fidelis, 2012).

equipamentos e componentes para o aproveitamento da energia solar e eólica, em todos os estados da federação brasileira (Silva, 2015). No entanto, na energia solar, apenas os módulos e células fotovoltaicas são enquadrados neste convênio.

As políticas de incentivos à geração distribuída no Brasil tiveram início somente em 2012, através da resolução normativa (REN) nº 482/2012, emitida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Esta resolução define as regras pelas quais os sistemas de geração distribuída de pequena e média dimensão podem ser conectados à rede utilizando o sistema de compensação de energia – *net metering* - e exportação do excedente de eletricidade para a rede pública, com a possibilidade de usar este excedente de energia nos meses subsequentes (ANEEL, 2016b; Lacchini & Rüther, 2015). Segundo Moreno & Weiss (2016), a REN 482/12 foi um marco regulatório para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB), visto que, anteriormente, a GD em pequena escala não tinha a devida importância para o país. Porém, importante ressaltar que mesmo com o sistema de compensação de energia, não é possível que a conta de energia seja zerada, já que para unidades consumidoras (UCs) do grupo B⁵ - conectadas em baixa tensão – ainda que a energia injetada na rede elétrica seja maior que a consumida ou, que a UC não apresente nenhum consumo de energia elétrica, é necessário o pagamento do custo de disponibilidade do sistema (CD). Este CD é cobrado pelas distribuidoras de eletricidade para que a energia elétrica esteja disponível no ponto de consumo, sendo assim, é cobrado o valor da tarifa aplicada, multiplicada pelo equivalente a 30 kWh (para sistemas monofásicos), 50 kWh (bifásicos) ou 100 kWh (trifásicos) (ANEEL, 2008a). Para consumidores do grupo A - conectados em alta tensão - é cobrado somente a parcela da fatura correspondente à demanda contratada⁶ (ANEEL, 2016c).

Em 2013, o CONFAZ publicou o Convênio ICMS 6/2013, que estabelece a incidência do ICMS sobre o consumo total da energia que chega à UC proveniente da concessionária, sem considerar qualquer compensação da energia produzida (*Convênio ICMS 6*, 2013; EPE, 2012). Isto é, toda a energia gerada que não é autoconsumida imediatamente pelo *prosumer*, é exportada à rede e, ao ser compensada em outro momento, será tributada, o que diminui a atratividade de investimentos em GD⁷. Porém, este convênio é apenas orientativo, ou seja, cabe a cada estado

⁵ Unidades consumidoras conectadas a tensão inferior a 2,3 kV (*Resolução Normativa nº 414*, 2010).

⁶ “Demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW)” (*Resolução Normativa nº 414*, 2010, p. 3).

⁷ Neste caso, o Convênio pode ser classificado como barreira, já que diminuiu o interesse no investimento de geração distribuída fotovoltaica. Ele aparece neste item apenas para acompanhar a ordem cronológica das políticas realizadas pelo governo.

brasileiro publicar sua regulamentação própria para definir a cobrança do ICMS. Sendo assim, neste mesmo ano, o estado de Minas Gerais deixou de aplicar este convênio através da lei estadual nº 20.824/2013, que determina que pelos primeiros cinco anos de geração, a base de cálculo para o ICMS é sobre a energia líquida, isto é, sobre a diferença positiva entre a energia consumida e a energia injetada pela UC com micro ou minigeração distribuída (EPE, 2012; *Lei n. 20.824*, 2013). Além disso, em 2013, foi aprovado o Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 167, em que autorizou a isenção de Impostos sobre Produtos Industrializados (IPI) para painéis fotovoltaicos importados de outros países (EPE, 2014).

Em 2015, após diversas audiências públicas, a ANEEL alterou a REN 482/2012 para a resolução normativa nº 687/2015, com o intuito de melhorar a inserção da geração distribuída no Brasil. Dentre as principais mudanças, destacam-se o aumento no prazo para uso dos créditos energéticos de 36 para 60 meses, diminuição da potência limite para micro (antes até 100 kW e atualmente até 75 kW) e minigeração (anteriormente de 100 kW a 1 MW e agora de 75 kW aos 5 MW) distribuída e redução dos prazos de resposta das distribuidoras (ANEEL, 2016c). Além disso, durante este ano, o CONFAZ revogou o Convênio ICMS 6/2013, através da publicação dos Convênios ICMS 16, 44 e 52, 130 e 157, de 2015, que autorizam os estados a permitirem isenção nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o sistema de compensação de energia (ANEEL, 2016c; MME, 2016). Ainda em 2015, foi publicada a Lei Federal nº 13.169/2015, que instituiu que a incidência do Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) deve ocorrer apenas sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede no mês, para SFV com micro e minigeração distribuída (ANEEL, 2016c; Moreno & Weiss, 2016). Por ser uma lei federal, todos os estados do país passaram a ter isenção dos tributos PIS/COFINS, na energia exportada para a rede elétrica.

2.3.2 Descrição da situação atual e perspectivas para a microgeração fotovoltaica no Brasil

Após a publicação da REN 482/12, iniciou-se o crescimento da micro e minigeração distribuída no Brasil. Importante ressaltar que o aumento da capacidade instalada e do número de instalações não dependem apenas das políticas de incentivos adotadas, mas também, dos valores das tarifas de energia, que quanto maiores, tornam o investimento mais atrativo para os consumidores.

Segundo ANEEL (2017a), dentre as fontes de energia encontradas no Brasil, a solar fotovoltaica foi a que mais cresceu após a REN 482/2012, apresentando 99% do número total

de instalações no país. Além disso, a microgeração distribuída fotovoltaica foi a que obteve maior presença no mercado, com 72% dos sistemas com potência instalada menor ou igual a 5 kW, sendo 80% pertencentes a classe residencial, foco deste trabalho (MME, 2016).

De acordo com a Nota Técnica n° 0056/2017-SRD/ANEEL, até 2012 a potência instalada de geração distribuída fotovoltaica no Brasil era de 0,4 MW. Já no final de 2013, passou a ser de 1,8 MW, um crescimento 350%. Do final de 2013 até final de 2014, o crescimento foi de 183%, abaixo do ocorrido no ano anterior, resultado da diminuição das tarifas de energia (ANEEL, 2017b) e da entrada em vigor do convênio ICMS 6/2013, explicado no item 2.3.1 (ANEEL, 2017a).

Em 2016, devido ao conjunto de políticas de incentivo ocorridas durante o ano de 2015 e do aumento das tarifas de eletricidade, o Brasil apresentou mais de 7000 instalações de geração distribuída fotovoltaica, com um total de capacidade instalada de 83,2 MW (ANEEL, 2017a).

Ainda de acordo com ANEEL (2017a), as perspectivas de expansão para a geração distribuída com tecnologia fotovoltaica no Brasil são positivas. Espera-se que o país apresente uma potência instalada de 1 GW até o final de 2021 e, até o final de 2024, esta capacidade instalada será de 3,2 GW, sendo 2,4 GW pertencendo aos clientes residenciais, conforme demonstrado na Figura 5.

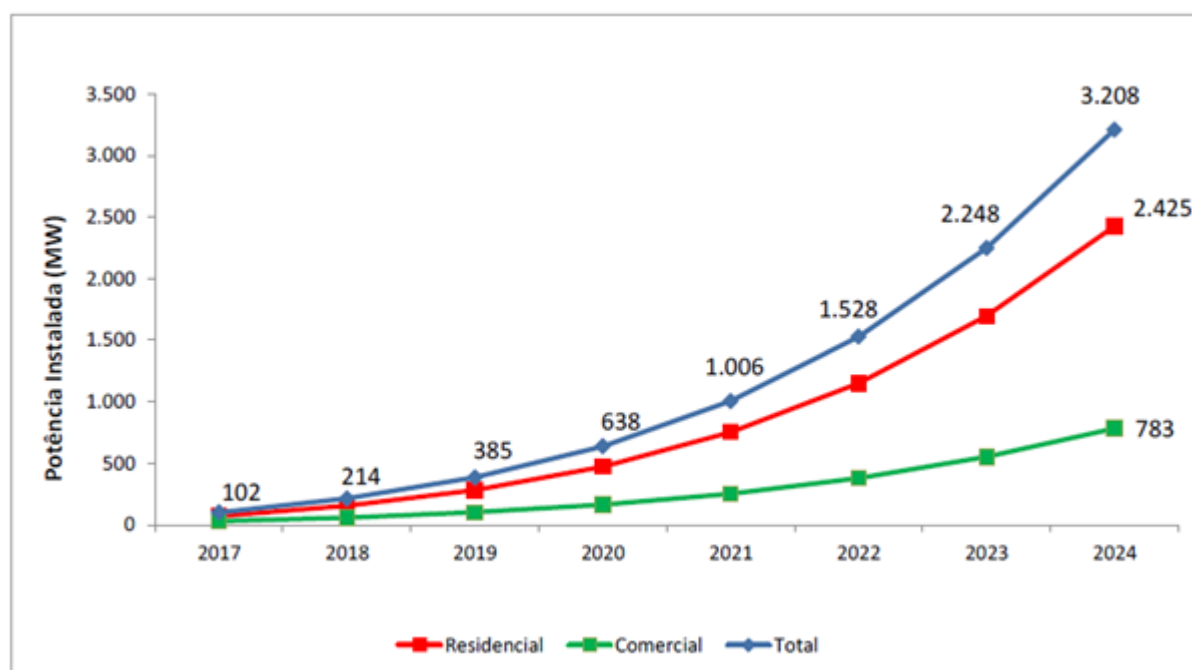


Figura 5 - Projeção da potência instalada de 2017 até 2021 (dados de ANEEL (2017a))

2.4 Barreiras à inserção da fonte

Apesar de apresentar perspectivas positivas para a microgeração fotovoltaica assim como, incentivos políticos, ainda existem algumas barreiras que impedem que esta fonte seja expressiva na matriz energética mundial.

A principal barreira econômica encontrada para a inserção da energia solar fotovoltaica no mundo, é o alto custo inicial dos SFV (Balcombe, Rigby, & Azapagic, 2014; Yang & Zou, 2016), que influenciam diretamente nos altos custos da geração desta energia. Segundo Allen, Hammond & Mcmanus (2008) estes custos nos SFV distribuídos do Reino Unido ainda são muito elevados, em especial, quando comparados com os custos de SFV centralizados. Além disso, a falta de financiamento para consumidores residenciais, também é considerado como uma barreira econômica encontrada em países como a Turquia, por exemplo. Com o financiamento do SFV, o tempo de retorno do investimento diminui tornando-o mais atrativo porém, muitos bancos não têm interesse em financiar projetos de geração distribuída fotovoltaica, por considerarem que o retorno financeiro é de médio e longo prazo (Karakaya & Sriwannawit, 2015; Nalan, Murat, & Nuri, 2009).

No entanto, barreiras técnicas, sociais e políticas também são consideradas como responsáveis pelo baixo número de instalações fotovoltaicas residenciais no mundo.

No âmbito das barreiras técnicas, enquadram-se as limitações das estruturas existentes de distribuição de eletricidade (Jäger-Waldau, 2016) e alteração do planejamento da rede e carga devido a mudança das características da rede com a inserção de microgeradores (EPE, 2014).

As barreiras sociais são relacionadas a percepção dos consumidores frente a energia solar fotovoltaica. Pillai et al., (2014) considera que um dos principais fatores para a não inserção dos SFV residenciais é a falta de conhecimento sobre os benefícios econômicos que estes sistemas podem resultar a curto prazo. Esta falta de conhecimento muitas vezes causa preocupações dos consumidores em relação à complexidade, durabilidade, eficiência e segurança dos SFV, diminuindo o interesse em instalar esta tecnologia nos telhados de suas residências (Karakaya & Sriwannawit, 2015).

Como barreiras políticas, destacam-se a falta de interesse dos governos em incentivar a geração distribuída e a instabilidade dos incentivos para a adoção da energia fotovoltaica, visto em alguns países da Europa, como por exemplo, na Espanha, que foi reduzido o valor das tarifas *feed-in*, causando impacto negativo para a adoção da fonte, devido à perda de confiança e incerteza por parte do consumidor sobre as políticas energéticas (Karakaya & Sriwannawit, 2015).

No Brasil, as principais barreiras à expansão da energia fotovoltaica não são muito diferentes das encontradas no resto do mundo. Abinee (2012) as classifica como técnicas, econômicas e regulatórias.

Nas barreiras técnicas, as distribuidoras de energia são os principais agentes influenciadores. Na microgeração fotovoltaica, a UC pode receber energia da rede e também é capaz de injetar energia na mesma, causando fluxos de energia bidirecionais que dificultam a operação e proteção da rede, fazendo com que as concessionárias tenham que investir em estudos e treinamentos para que seja possível inserir uma grande quantidade de microgeradores conectados à rede (Benedito & Zilles, 2011; Dias, Borotni, & Haddad, 2005). Além disso, Abinee (2012) considera que as concessionárias de energia também dificultam a inserção da energia solar, pois a demanda contratada dos *prosumers* diminui com a microgeração, e com isso, ocorre uma redução da receita das distribuidoras e, conseqüentemente, um impacto no fluxo de caixa das mesmas (EPE, 2014). Já nos aspectos econômicos, destacam-se como principais barreiras os custos associados a instalação do sistema, que ainda são maiores do que os das outras fontes de energias renováveis (Cavaliero & Silva, 2005; Ribeiro, 2015). Para diminuir os custos iniciais dos sistemas, Jr. Tragoso & Cavalcanti (2017) consideram necessário o desenvolvimento de painéis fotovoltaicos em solo brasileiro, que diminuiria o valor dos impostos pagos nos equipamentos decorrentes da importação dos mesmos. Outra barreira econômica é a falta de financiamento para consumidores residenciais, que atualmente, ainda possuem poucas possibilidades, diferente do que ocorre para consumidores comerciais, que possuem condições mais atrativas de financiamento (Moreno & Weiss, 2016).

Já as barreiras regulatórias são relacionadas as políticas energéticas e a tributação sobre a energia injetada na rede. O *net metering* tem sido eficiente para o aumento do número de microgeradores fotovoltaicos na rede elétrica. Entretanto, somente esta política energética não é suficiente para atrair investidores para esta fonte de energia, já que o sistema de compensação de energia preza apenas pela troca de energia (Jr. et al., 2017), sendo necessário introduzir outros tipos de incentivos, como por exemplo, incentivos diretos, para diminuir os custos dos equipamentos utilizados nos SFV. A tributação do ICMS sobre a energia exportada à rede (Convênio ICMS 6/13) é considerada como um grande obstáculo para a microgeração distribuída, uma vez que torna o investimento em GD fotovoltaica menos atrativo. Segundo EPE (2014), este convênio pode aumentar em 19% o custo da energia fotovoltaica.

3. AVALIAÇÃO DA VIABILIDADE ECONÔMICA DA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Neste capítulo será apresentada a estrutura da metodologia proposta para a avaliação econômica da microgeração com tecnologia fotovoltaica no Brasil e características necessárias para a sua análise.

Para o dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos, foi utilizado o *software* PV*SOL⁸, que possui um banco de dados com informações sobre a radiação solar, modelos de módulos fotovoltaicos e diversos tipos de inversores. Embora o programa também permita uma análise com parâmetros financeiros, apenas as informações sobre a geração de energia foram utilizadas neste trabalho. A análise econômica foi realizada através de fluxos de caixa criados no *software* Excel, e calculados o valor atual líquido (VAL), tempo de retorno do investimento (*Payback*), taxa interna de retorno (TIR) e por último, o custo nivelado da energia (LCOE). Além disso, foi realizada uma análise dos riscos, por meio do *software* @Risk, para verificar os resultados possíveis e informar a probabilidade de ocorrência dos mesmos e uma análise de sensibilidade sobre o impacto que a tributação do ICMS tem na viabilidade econômica dos projetos de microgeração.

3.1 Levantamento dos dados

Para analisar os cenários técnico e econômico, foram desenvolvidas e obtidas na literatura analisada, variáveis de entrada, tais como: consumo médio de energia, curva de carga, radiação solar local, tarifa residencial e percentual de crescimento, custo de oportunidade, custo inicial do sistema e inflação.

3.1.1 Características das localizações

Devido ao grande número de cidades e estados em todo o território brasileiro, e com isso, diferentes particularidades utilizadas para cada localidade, a avaliação da microgeração foi realizada apenas para os estados da região Sudeste do país, pois é a região com o maior produto interno bruto⁹ (PIB) per capita do Brasil (IBGE, 2015). Além disso, segundo ANEEL (2017e)

⁸ O PV*SOL é um *software* criado em 1998, pela empresa Valentin Software GmbH, que realiza simulações de sistemas fotovoltaicos e também, suas análises econômicas (PV*SOL, 2015a). O *software* teve sua qualidade da simulação numérica testada em 2014 pelo governo dos EUA, através do NREL (National Renewable Energy Laboratory), comparando-a com instalações reais e, os resultados, foram aprovados (Solarize, 2015).

⁹ O produto interno bruto (PIB) *per capita* por região, é a soma de todos os bens de uma região, dividido pela sua quantidade de habitantes.

é a região com maior potência instalada de painéis fotovoltaicos, para o grupo B, subgrupo B1 - residencial - com 15451,5 kW, 53% do total de todo o país¹⁰. Sendo assim, torna-se importante estudar sobre a viabilidade da microgeração fotovoltaica nesta região. O crescimento da GD no Sudeste, ocorre principalmente no Estado de Minas Gerais, com potência instalada de 6171,05 kW, seguido por São Paulo (5733,3 kW), Rio de Janeiro (2729,67 kW) e por último, Espírito Santo (817,48 kW). Esta diferença ocorre por causa de diferentes razões, entre elas, diferentes índices de irradiação solar, tarifas de energia e diferentes impostos estaduais aplicados.

As decisões do consumidor para investir em GD com tecnologia fotovoltaica são impulsionadas principalmente pelo desempenho econômico esperado do sistema e, o retorno financeiro depende principalmente dos custos do sistema fotovoltaico, tarifas de energia, índices de irradiação solar e a relação de energia injetada na rede.

O Brasil possui 63 concessionárias de energia elétrica, sendo que 22 delas atuam na região Sudeste do país (SIGEL, 2010). Foram considerados para este trabalho, as principais cidades, em relação a potência instalada (acima de 90 kW) de geração distribuída com tecnologia fotovoltaica, de acordo com os dados da ANEEL (2017e), que tivessem distribuidoras diferentes, e, consequentemente, tarifas de energia homologadas diferentes. As tarifas mais altas de eletricidade resultam num maior valor das economias geradas pelo sistema fotovoltaico e melhoram o retorno do investimento. As distribuidoras de energia elétrica foram obtidas através do Sistema de Informações Georreferenciadas do Setor Elétrico (SIGEL), criado pela ANEEL, que reúne os dados geográficos do setor elétrico brasileiro (SIGEL, 2010). Sendo assim, o estudo foi realizado para os seguintes indicados na Tabela 1.

Tabela 1 - Cidades escolhidas para análise econômica (dados de ANEEL (2017c))

Estado	Cidade	Distribuidora	Potência instalada de GD
RJ - Rio de	Rio de	Light	1721,37
SP - São Paulo	Campinas	CPFL ¹¹ Paulista	1119,03
MG - Minas	Uberlândia	CEMIG ¹²	670,39
SP - São Paulo	São Paulo	Eletropaulo	608,16
ES - Espírito	Colatina	ELFSM ¹³	214,85
ES - Espírito	Vitória	EDP Espírito	171,87

¹⁰ Disponível em ANEEL (2017e) - março de 2013 até abril de 2017.

¹¹ Companhia Paulista de Força e Luz

¹² Companhia Energética de Minas Gerais S.A.

¹³ Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.

RJ - Rio de	Niterói	Enel Distribuição	169,36
SP - São Paulo	Indaiatuba	CPFL Piratininga	118,44
MG- Minas	Muriae	EMG ¹⁴	94,15

3.1.2 Desempenho técnico de sistemas

Para analisar o desempenho técnico de sistemas fotovoltaicos, podem ser utilizados fatores como: fator de capacidade (FC), rendimento global do sistema (*Performance Ratio* – PR) e produtividade do sistema (yield - YF). Todos estes fatores dependem da localização da instalação dos painéis fotovoltaicos, pois levam em consideração os índices de irradiação solar, efeito global das perdas e, conseqüentemente, geração de energia e potência do sistema. Para este trabalho, optou-se por utilizar os dois últimos fatores para obter a potência típica de um sistema.

Para um sistema em operação, a produtividade é encontrada através da energia total gerada anualmente dividida pela potência do sistema e pode ser encontrado conforme a equação (1) a seguir (Marion et al., 2005). A unidade de medida é kWh/kW.

$$Y_F = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P(t) dt}{P_o} = \frac{E}{P_o} \quad (1)$$

Onde P(t) é a potência instantânea na saída do sistema, P_o é a potência nominal da unidade geradora e E é a energia entregue pelo sistema em um período de tempo (t₂-t₁). Este fator é importante pois permite que seja possível comparar a energia produzida por sistemas fotovoltaicos mesmo que estes tenham potências diferentes.

Para o caso de sistemas simulados, em que não se sabe a potência do sistema, é necessário obter a irradiação solar incidente no local onde o SFV está instalado e o fator de rendimento global deste sistema. Este fator é encontrado através da relação entre o rendimento real do sistema (Y_F) e o rendimento esperado¹⁵ (Y_r). Leva em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, sendo algumas delas: perdas por queda de tensão devido à resistência de cabeamento e conectores, sujeira na superfície do painel, eficiência do inversor e temperatura operacional (CRESESB, 2014). Marion et al. (2005) consideram que o valor da *Performance Ratio* varia entre 0,6 e 0,8. Porém, para SFV residenciais

¹⁴ Energisa Minas Gerais.

¹⁵ O rendimento esperado do sistema é a irradiância total no plano do gerador dividida pela irradiação de referência fotovoltaica, considerada em 1000 W/m², para um período de 24 horas. Esta grandeza varia em relação ao local, orientação e inclinação do módulo e variabilidade climática (Marion et al., 2005).

instalados no Brasil, com boa ventilação e não sombreados, os valores da PR variam entre 0,7 e 0,8 (CRESESB, 2014). Para este trabalho, foi considerado o valor de 0,75, isto é, um desempenho global do sistema de 75%, para todos os SFV.

A irradiação solar para cada local utilizado neste trabalho foi fornecida pelo *software* de modelagem PV*SOL que se baseia nos dados do *software* *Meteonorm*. Como todos os SFV estão localizados na região Sudeste do Brasil, foram utilizados os dados da irradiação global anual média sobre o plano inclinado, isto é, superfície virada para o Norte, com inclinação igual a latitude de cada local, para que a produtividade anual do sistema fosse maximizada¹⁶ (CRESESB, 2014).

Com os valores da irradiação anual média e a *Performance Ratio*, foi calculada a produtividade anual estimada para cada cidade, através da multiplicação destes dois fatores (Konzen, 2014), conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 2 - Produtividade anual por cidade (dados de *software* PV*SOL)

Cidade	Irradiação (kWh/m ² .ano)	Produtividade (kWh/kWp)
Uberlândia	2084,6	1563,5
Vitória	1893,7	1420,3
Muriae	1882,7	1412,0
Campinas	1833,7	1375,3
Colatina	1820,6	1365,5
Indaiatuba	1800,8	1350,6
Rio de Janeiro	1752,1	1314,1
Niterói	1751,9	1313,9
São Paulo	1491,3	1118,5
Média	1812,4	1359,3

3.1.3 Potência típica dos sistemas fotovoltaicos

Como os custos dos equipamentos fotovoltaicos ainda são muito elevados, considera-se que apenas consumidores com alto poder aquisitivo tenham condições de instalar SFV em suas residências. Além disso, segundo PROCEL/COPPE (2007), existe uma relação proporcional entre o consumo de energia elétrica e poder aquisitivo, isto é, normalmente, quanto maior a renda do consumidor, maior é o seu consumo de eletricidade. Sendo assim, o consumo mensal de energia considerado com maior probabilidade de instalar SFV, é igual ou superior a 500 kWh/mês (EPE, 2012) e, para este trabalho, foi utilizado o valor de consumo mensal médio de

¹⁶ Em casos reais, este posicionamento nem sempre pode ser possível devido as condições da edificação.

550 kWh por mês, para todas as cidades analisadas, e considerado constante ao longo da vida útil do projeto.

Devido ao sistema de compensação de energia utilizado no Brasil, que determina que o excedente da energia gerada seja exportado para a rede, e utilizada nos meses seguintes em formato de créditos de energia, não é ideal que os sistemas gerem mais energia do que o consumo da unidade consumidora (UC), pois não há receita financeira. Além disso, devido ao custo de disponibilidade (CD), que depende do padrão de atendimento da instalação da UC, não é possível que o consumidor tenha a sua conta de energia elétrica zerada, todo mês é cobrado no mínimo este custo na fatura do cliente. Sendo assim, para UCs conectadas em baixa tensão (grupo B), este valor em reais pode ser equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) (*Resolução Normativa nº 414*, 2010). Com base em Konzen (2014), uma UC que consome acima de 300 kWh/mês, é atendida por um sistema trifásico e, por isso, o CD utilizado neste trabalho é de 100 kWh/mês.

Com base no consumo médio de energia, no custo de disponibilidade e na produtividade do sistema, é possível encontrar uma potência típica que pode ser instalada para que o consumidor não gere energia em excesso conforme equação (2).

$$P_{SFV} = \frac{(CM_a - CD_a)}{P_a} \quad (2)$$

Onde P_{SFV} é a potência típica do sistema, CM_a é o consumo médio anual, CD_a é o custo de disponibilidade anual e P_a é a produtividade anual do sistema.

Dependendo do rendimento anual específico nos diferentes locais, o tamanho do sistema fotovoltaico pode ser maior ou menor. Em locais com maiores índices de irradiação, a unidade de consumo necessita de um SFV menor do que em locais com menores índices.

Porém, para que fosse possível realizar uma comparação entre os diferentes locais, foi especificado uma potência típica, de 4 kWp, de acordo com a média da irradiação solar destes locais (Tabela 3). Considerando que a maioria dos sistemas instalados no Sudeste entre março de 2013 e abril de 2017 têm a potência instalada de 4 kWp (ANEEL, 2017e), esta média pode ser considerada como próxima da realidade da região.

Tabela 3 - Potência típica para cada localização

Cidade	Produtividade (kWh/kWp)	Potência (kWp)
Uberlândia	1563,5	3,5
Vitória	1420,3	3,8

Muriaé	1412,0	3,8
Campinas	1375,3	3,9
Colatina	1365,5	4,0
Indaiatuba	1350,6	4,0
Rio de Janeiro	1314,1	4,1
Niterói	1313,9	4,1
São Paulo	1118,5	4,8
Média	1359,3	4,0

3.1.4 Percentual de energia gerada injetada na rede

Como explicado anteriormente, o sistema de compensação de energia ou *net metering*, utilizado no Brasil desde a Resolução Normativa 482/12, permite que a energia gerada em excesso seja exportada para a rede elétrica e utilizada posteriormente, no prazo de 60 meses, através de créditos de energia. O percentual de energia exportado à rede, não deveria influenciar no retorno financeiro do investimento, já que a unidade consumidora só seria tarifada de acordo com o balanço líquido de energia elétrica (energia consumida – energia gerada). Porém, o Convênio ICMS 6/2013 orientou a cobrança do consumo bruto de eletricidade, isto é, o consumidor não paga pela energia compensada, mas é tributado (através do ICMS) sobre ela. A maioria dos estados deixaram de seguir esta orientação e criaram os convênios ICMS 16, 44 e 52, 130 e 157, de 2015, através do CONFAZ para tornar o investimento em geração distribuída mais atrativo. Todavia, como a tarifa de energia residencial é composta por duas parcelas, tarifa de energia (TE) e tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD)¹⁷, estes convênios consideram que a isenção do ICMS, para clientes de baixa tensão do grupo B, não pode ser aplicada ao custo de disponibilidade, aos encargos de conexão ou uso do sistema de distribuição, e a quaisquer outros valores cobrados pela distribuidora e, sendo assim, só poderia ser aplicada na parcela TE da tarifa (*Convênio ICMS 16*, 2015). Porém, a ANEEL não tem este mesmo entendimento e considera que como a compensação é em energia (kWh) e os consumidores do grupo B possuem tarifa monômnia¹⁸, a isenção do ICMS deve incidir sobre todas as parcelas da tarifa (TE e TUSD) (ANEEL, 2016a). Uma vez que há estes dois entendimentos, este trabalho optou por seguir o entendimento do CONFAZ, pois, após a verificação de contas de energia do estado do Rio de Janeiro, as UCs do grupo B, com microgeração fotovoltaica, possuem isenção do ICMS apenas na parcela TE da tarifa de energia. Logo, quanto maior o percentual de energia

¹⁷ Serão explicadas nos tópicos a seguir.

¹⁸ A tarifa monômnia é uma tarifa de consumo de energia elétrica, aplicada às UCs do grupo B, que independe da hora em que a energia é utilizada durante o dia (*Resolução Normativa nº 479*, 2012).

exportada para a rede, maior o imposto pago pela UC e menor a atratividade econômica, isto apenas não ocorre no estado de Minas Gerais¹⁹.

Este percentual depende basicamente de dois fatores, a curva de carga do consumidor e a curva de geração fotovoltaica. Como o consumo médio considerado neste trabalho é de 550 kWh/mês, foi obtida a curva de carga para consumidores com consumo acima de 500 kWh/mês, com base em Francisquini (2006)²⁰. Já a curva de geração fotovoltaica foi obtida através do *software* PV*SOL, para um SFV com potência de 4 kWp e PR de 0,75, em um dia típico ensolarado.

Considerando a curva fotovoltaica para o SFV e a curva de carga para a classe residencial, o percentual médio de energia injetada na rede é de 54%. Através da Figura 6, é possível verificar a energia que é gerada pelo SFV e injetada na rede (área I) e a energia que é gerada e autoconsumida pela UC (área II). Para obter o percentual de energia injetada através da figura, foi realizada a divisão da área [II] pela área [I + II].

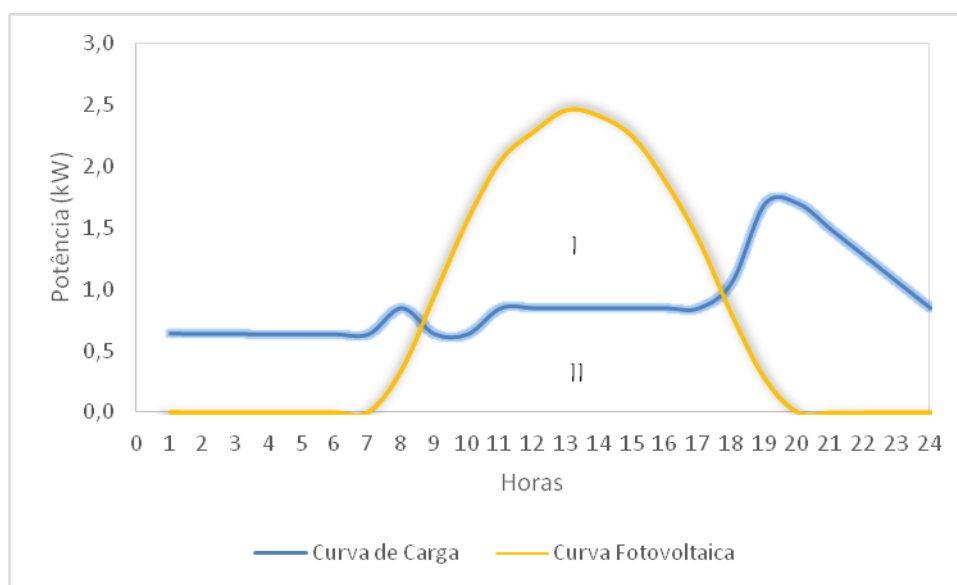


Figura 6 - Curva de geração fotovoltaica e curva de carga (dados de Francisquini (2006) e PV*SOL)

3.1.5 Módulo fotovoltaico e degradação anual

Existem diferentes tipos de tecnologia de módulos fotovoltaicos disponíveis no mercado, dentre elas estão: Silício Monocristalino, Silício Policristalino, Silício Amorfo e Telureto de Cádmio. Cada um tem um processo de fabricação específico e com isso, diferentes características físicas, que têm impacto diretamente na eficiência e nos custos de produção. As células policristalinas são as mais distribuídas no mercado global, pois oferecem melhor custo-benefício, isto é, boa

¹⁹ De acordo com a lei nº 20.824.

²⁰ Francisquini (2006) estimou diversas curvas de carga para consumidores de diferentes classes de consumo, utilizando medições em suas UCs.

eficiência por um preço final mais acessível (Freitas & Hollanda, 2015). Por isso, para este estudo, foi escolhido um painel policristalino para o dimensionamento do SFV. A base de dados de equipamentos do PV*SOL é bastante ampla, abrangendo diferentes tipos de módulos fotovoltaicos e inversores utilizados no mundo todo. Para os dois equipamentos, foram escolhidas marcas que estão disponíveis para venda no mercado brasileiro. O painel escolhido, tem potência nominal de 250 Wp e eficiência de 15,3% (Solar, 2012).

Com o passar dos anos, os módulos fotovoltaicos vão diminuindo a sua produtividade. A energia gerada ano após ano é reduzida devido à degradação natural do painel. Esta taxa de degradação anual pode depender do tipo da célula solar, do clima local, da qualidade de fabricação e do nível de produção de energia (Darling, You, Veselka, & Velosa, 2011). A média encontrada por Jordan & Kurtz (2012), ao realizar uma análise histórica dos estudos sobre este tema nos últimos 40 anos, foi de 0,8% e mediana de 0,5%. Como o fabricante do painel utilizado garante uma degradação de rendimento anual linear de 0,8% por ano durante 25 anos (vida útil dos painéis), esta foi a taxa de degradação anual utilizada para este trabalho.

3.1.6 Despesas anuais com manutenção e operação

Os sistemas fotovoltaicos necessitam de manutenção preventiva e periódica, durante toda a sua vida útil, para que sejam removidas impurezas que ficam acumuladas nos painéis, tais como folhas e poeiras. Estas sujeiras podem causar sombreamento nos módulos e com isso, diminuir o seu desempenho e a sua geração de energia.

Foi adotado o valor de 1% ao ano sobre o investimento inicial relativo aos custos com operação e manutenção (O&M) dos sistemas, por ser um valor típico adotado por diversos trabalhos (CRESESB, 2014; EPE, 2016b; IEA, 2014; NREL, 2016).

Este custo não considera a necessidade de reposição dos painéis, dado que a falha dos mesmos é considerada como rara. Apenas é considerado a limpeza periódica e a substituição dos inversores, que costumam ter uma vida útil de 10 anos (NREL, 2016).

Anualmente, é acrescentado a este valor o índice de preços ao consumidor amplo (IPCA), que mede a variação de preços do mercado para o consumidor final, durante um determinado período, e representa o índice oficial da inflação no Brasil. Desta forma, foram verificados os índices de inflação dos anos 2000 até 2016, e obtido a sua média geométrica (Tabela 4) no valor de 6,37% ao ano, que foi aplicado neste trabalho.

Tabela 4 - Evolução do IPCA (dados de IBGE (2017))

Ano	Variação Acumulada no Ano
2000	5,97
2001	7,67
2002	12,53
2003	9,30
2004	7,60
2005	5,69
2006	3,14
2007	4,46
2008	5,90
2009	4,31
2010	5,91
2011	6,50
2012	5,84
2013	5,91
2014	6,41
2015	10,67
2016	6,29
Média Geométrica	6,37

3.1.7 Tarifas de energia

As tarifas de energias elétricas são basicamente o preço cobrado pelas concessionárias por unidade de energia utilizada (R\$/kWh). Esse preço é formado pelos custos desde a geração da energia até a distribuição da mesma e, deve ser o suficiente para que seja possível cobrir os investimentos realizados na rede e sua operação, que visam uma melhor qualidade de energia para os consumidores (Abradee, 2016b). Elas variam de acordo com a distribuidora, são compostas por três diferentes parcelas (ANEEL, 2016b) e não seguem o mesmo percentual para todos os locais:

- Parcela A - integrada pelos custos com a compra e transmissão de energia e pelos encargos setoriais (custos não gerenciáveis pelas distribuidoras de energia, estabelecidos por lei), também chamada de Tarifa de Energia (TE);
- Parcela B - referente aos custos para manter os ativos do sistema de distribuição, chamada de TUSD;
- Parcela dos tributos - compostos pelo ICMS, PIS/COFINS e iluminação pública.

As tarifas de energia elétrica são apresentadas sem impostos no site da ANEEL. Neste trabalho, elas foram denominadas de Tarifa_{ANEEL}, que é a soma das parcelas TE e TUSD, mencionadas anteriormente e representadas na Tabela 5.

Tabela 5 - Tarifas sem impostos por distribuidora (dados de ANEEL (2017d))

Distribuidora	TE (R\$/kWh)	% TE	TUSD (R\$/kWh)	% TUSD	Tarifa _{ANEEL} ²¹ (R\$/kWh)
EDP Espírito Santo	0,234	51,4%	0,221	48,6%	0,455
ELFSM	0,222	47,6%	0,244	52,4%	0,466
CEMIG	0,253	47,6%	0,278	52,4%	0,531
EMG	0,252	49,7%	0,255	50,3%	0,507
Enel Distribuição Rio	0,260	48,0%	0,282	52,0%	0,542
Light	0,246	51,4%	0,233	48,6%	0,479
CPFL Paulista	0,272	60,9%	0,175	39,1%	0,447
CPFL Piratininga	0,243	59,1%	0,168	40,9%	0,411
Eletropaulo	0,224	55,4%	0,180	44,6%	0,404
Média	0,245	52,4%	0,226	47,6%	0,471

Sob essas tarifas incidem, para os cálculos realizados neste trabalho²², o imposto do ICMS e as contribuições sociais do PIS e COFINS. Estes tributos são calculados “por dentro”, isto é, compõem a sua própria base de cálculo, incidindo sobre o valor pago. A tarifa final é calculada pela equação (3) a seguir, de acordo com ANEEL (2011).

$$\text{Tarifa}_{\text{final}} = \frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1 - (\text{PIS} + \text{COFINS} + \text{ICMS})} \quad (3)$$

O ICMS é um imposto cobrado por cada estado sobre a comercialização de mercadorias e serviços. Sob a energia elétrica, o ICMS é cobrado de acordo com a faixa de consumo mensal para cada estado. Neste trabalho foram utilizadas as alíquotas referentes a um consumo mensal médio de 550 kWh, retiradas de Abradee (2016a).

²¹ Tarifas válidas em 01 de fevereiro de 2017.

²² Além desses tributos, a conta de energia elétrica pode conter uma contribuição para custeio do serviço de iluminação pública (COSIP). Esta contribuição é municipal e nem todos os municípios realizam a cobrança da mesma. Como o consumidor não deixa de pagar esta taxa mesmo adotando a geração distribuída, ela não foi considerada neste trabalho.

Já o PIS e COFINS são tributos federais e seus valores apresentam variação mensal, de acordo com a apuração de cada distribuidora²³. Segundo EPE (2012), a alíquota média destes tributos incidentes no fornecimento de energia elétrica variam entre 5 e 7%. Estas alíquotas são dificilmente encontradas nos sites das concessionárias de energia. Deste modo, foi considerado um valor de 5,66% para todas as concessionárias de energia, referente aos tributos de PIS/COFINS, com base na média dos tributos aplicados no ano de 2016 da distribuidora EDP Espírito Santo (EDP, 2016).

Além disso, desde abril de 2015, a conta de energia elétrica possui um sistema de Bandeiras Tarifárias que sinaliza para o consumidor os custos reais da geração de energia elétrica, ou seja, é adicionado um valor a mais na tarifa de energia, de acordo com a cor da bandeira vigente de cada mês. O sistema é composto por três cores de bandeiras, considerando quatro níveis diferentes (ANEEL, 2015):

- Verde - condições de geração de energia favoráveis sem aumento no valor da conta;
- Amarela - condições menos favoráveis, é adicionado um valor de dois centavos para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;
- Vermelha patamar 1 - condições de geração mais custosas que acrescentam três centavos para cada kWh consumido;
- Vermelha patamar 2 - piores condições de geração de energia que acrescentam R\$0,035 para cada kWh consumido.

Todos os meses, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) reavalia as condições de operação do sistema e verifica a melhor estratégia para atender a demanda do país e, a partir desta análise, é definido quais usinas térmicas que devem ser acionadas para gerar energia elétrica e, qual bandeira será utilizada para o próximo mês (ANEEL, 2015). Como o valor mínimo - bandeira verde - é igual a Tarifa_{ANEEL}, e as bandeiras são aplicadas para todos os estados mensalmente, este sistema não será considerado para este trabalho.

As tarifas finais para consumidores residencial subclasse B1 das distribuidoras de energia elétrica analisadas neste trabalho, juntamente com a Tarifa_{ANEEL} e as alíquotas de ICMS, PIS e COFINS, são apresentadas na Tabela 6 a seguir.

²³ As alíquotas nominais para estes tributos federais são de 1,65% para o PIS e 7,6% para o COFINS, apuradas de forma não-cumulativa. A alíquota média varia de acordo com o volume de créditos apurados mensalmente pelas distribuidoras e com o PIS e COFINS pagos sobre custos e despesas no mesmo período (ANEEL, 2011).

Avaliação de projetos de microgeração fotovoltaica na região Sudeste do Brasil

Tabela 6 - Tarifas de energia elétrica para cada distribuidora (dados de Abradee, (2016a) e ANEEL (2017b))

Estado	Distribuidora	Tarifa _{ANEEL} (R\$/kWh)	ICMS	PIS/COFINS	Tarifas Finais B1 (R\$/kWh)
Espírito Santo	EDP Espírito Santo	0,455	25%	5,66%	0,656
Espírito Santo	ELFSM	0,466	25%	5,66%	0,672
Minas Gerais	CEMIG	0,531	30%	5,66%	0,825
Minas Gerais	EMG	0,507	30%	5,66%	0,788
Rio de Janeiro	Enel Distribuição Rio	0,542	29%	5,66%	0,830
Rio de Janeiro	Light	0,479	29%	5,66%	0,733
São Paulo	CPFL Paulista	0,447	25%	5,66%	0,645
São Paulo	CPFL Piratininga	0,411	25%	5,66%	0,593
São Paulo	Eletropaulo	0,404	25%	5,66%	0,583
Média		0,471	27%	5,66%	0,703

As tarifas de energia são reajustadas anualmente. Os reajustes definidos nos contratos de concessão das distribuidoras são realizados para repassar anualmente todos os custos da parcela A para os consumidores. Já os custos da parcela B são corrigidos anualmente pelo Índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M)²⁴ e, aproximadamente, de quatro em quatro anos, são realizadas as revisões tarifárias, que definem um novo valor para a remuneração da distribuidora (Costellini & Hollanda, 2014).

A média regional²⁵ das tarifas de energia elétrica, do período de 2003 até 2016, são apresentadas pela Figura 7. É possível observar que elas não seguem uma trajetória definida. Estas incertezas podem ser explicadas em razão das intervenções governamentais, políticas aplicadas e diferentes fases do setor elétrico brasileiro, como por exemplo, maior utilização de térmicas, o que faz aumentar o preço da energia.

²⁴ Índice utilizado para a correção de contratos de aluguel e como indexador de algumas tarifas, como a de energia elétrica (FGV, 2016).

²⁵ Foram consideradas as médias das tarifas de energia elétrica de todas as distribuidoras da região Sudeste do Brasil.

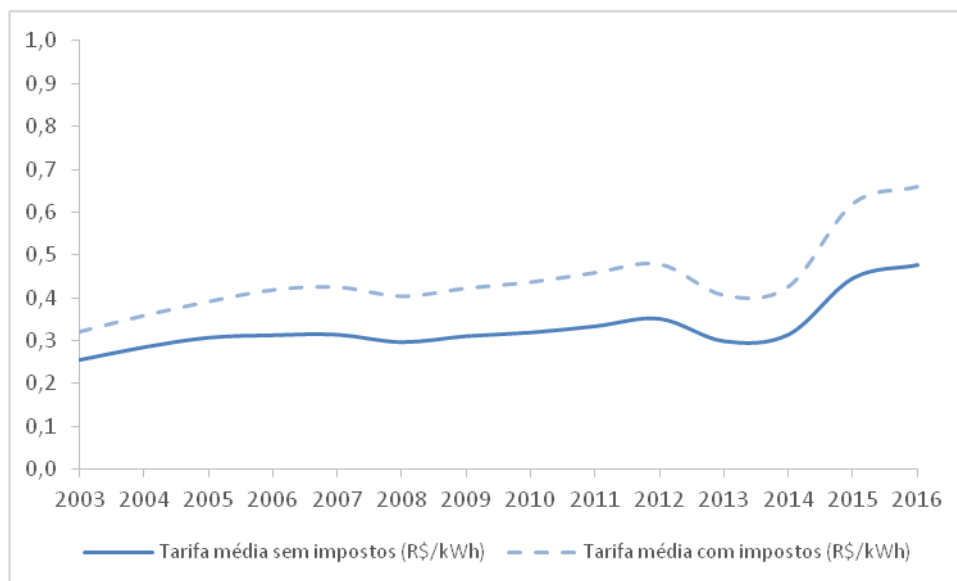


Figura 7 - Evolução das tarifas nominais de energia da região Sudeste (dados de ANEEL (2017c))

Os dois comportamentos atípicos nas tarifas ocorreram em 2013 e 2015. No período de 2012 a 2013, apresentado na Figura 7, verifica-se uma redução média de 14,9% nas tarifas sem impostos e de 15,2% nas tarifas com impostos. Isto ocorreu em virtude da Medida Provisória 579 de setembro de 2012, convertida na lei 12.783 de janeiro de 2013. Esta permitiu a antecipação das concessões de geração de energia elétrica, com o objetivo de viabilizar a redução do custo da energia elétrica para os consumidores.

Já em 2015, além do aumento regular previsto das tarifas, início do mecanismo das bandeiras tarifárias e períodos críticos de falta de chuva, os consumidores começaram a pagar pela redução ocorrida nos dois anos anteriores, em que as distribuidoras passaram por problemas nos seus fluxos de caixa (Costellini & Hollanda, 2014). Sendo assim, ocorreu um grande aumento, acima de 40% no valor total das tarifas.

Para realizar a análise econômica, é necessário assumir uma premissa para a projeção das tarifas no horizonte de tempo adotado pelo projeto, já que não é possível verificar uma taxa constante através da figura. Esta taxa foi considerada como sendo a média do crescimento das tarifas com impostos, de 6,43%, no período de 2003 a 2016, constante durante os 25 anos (vida útil dos painéis fotovoltaicos) do projeto e foi aplicada sobre a tarifa de energia anualmente.

3.1.8 Custos iniciais do sistema

Um dos fatores mais importantes para a avaliação da microgeração distribuída é o custo inicial do sistema fotovoltaico, pois os equipamentos, como módulos e inversores, ainda possuem um valor muito elevado. Estes custos apresentam uma trajetória de queda ao longo dos anos,

principalmente devido aos painéis fotovoltaicos, fazendo com que o investimento nos SFV fiquem cada vez mais atrativos (item 2.1). Além disso, as previsões para um cenário médio para estes custos no mercado internacional, ao longo dos próximos anos, é de queda, conforme demonstrado pela Figura 8. É possível verificar que os preços finais para os SFV com potência instalada de 4 kWp, podem chegar a menos de 2000 \$/kW no ano de 2026, que representa uma redução de mais de 30% em relação a 2016.

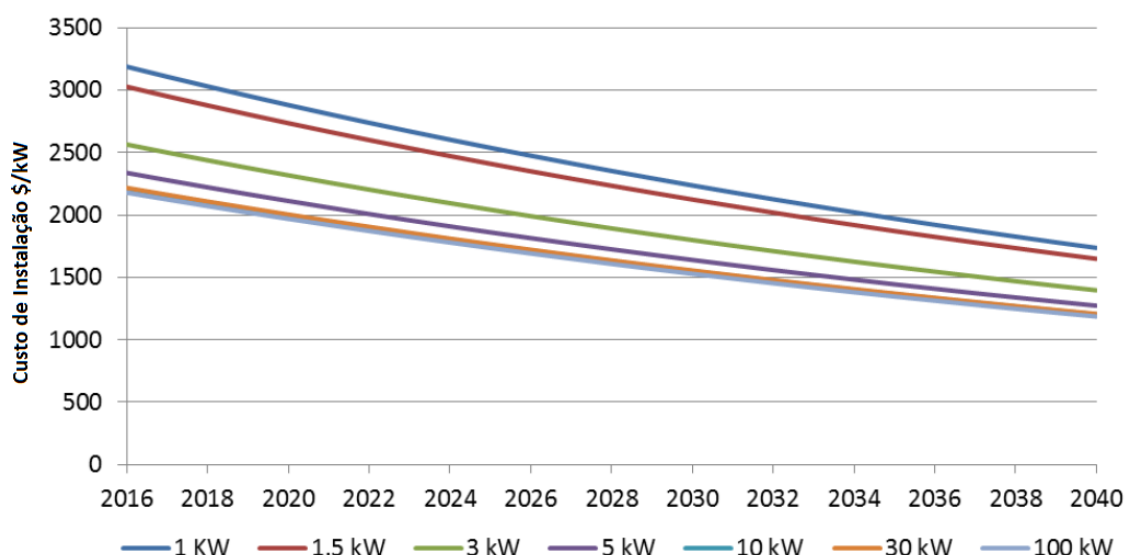


Figura 8 – Cenário médio: Suposições para os custos totais de instalação para sistemas fotovoltaicos de pequena escala internacionais (dados de Jacobs (2016))

Para a determinação e estimativa dos investimentos necessários em SFV no Brasil, foram utilizados os valores internacionais dos equipamentos (módulos e inversores) e acrescentados custos com frete, seguro, tributos e taxas, de onde se obtém o preço para os equipamentos importados. Além disso, são adicionados os custos dos cabos e proteções, do sistema de fixação e custos das conexões, materiais extras e do projeto, para a obtenção do preço, em reais, do Watt-pico instalado. As premissas utilizadas são as seguintes:

- Valor do Frete + Seguro considerado como sendo 4% do preço dos módulos e inversores;
- Imposto de Importação (II) de 12% sobre o valor do módulo e 14% sobre o valor do inversor;
- Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) de 0% para os módulos fotovoltaicos e 15% para inversores;

- Imposto sobre Operações Relativas à Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) de 0% para os módulos e 17%²⁶ para os inversores;
- Programa de Integração Social (PIS) de 1,65% ("por dentro"²⁷) para módulos e inversores;
- Contribuição Social para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) de 7,6% ("por dentro") para módulos e 8,6% ("por dentro") para inversores;
- Taxa do Sistema Integrado de Comércio Exterior (SISCOMEX) no valor de 185 reais, para módulos e inversores;
- Adicional ao Frete para Renovação da Marinha Mercante (AFRMM) de 25% do valor do frete + seguro, para módulos e inversores;
- Outras taxas (Capatazia, Armazenamento, Despachante), consideradas como sendo 2% do valor dos equipamentos;
- Custos com cabos e proteções considerados como sendo 19,38% do valor total dos equipamentos;
- Sistema de fixação estimado em 32,31% do valor dos equipamentos;
- Demais custos (conexão, projeto, etc.) considerados como sendo 32,31% do valor total dos equipamentos.

Os cálculos e premissas do custo do sistema fotovoltaico foram baseados no documento "Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira" elaborado por Abinee (2012) e complementados pelo documento "Condições de Importação de Equipamentos de Mini & Micro-Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil" produzido por Erwes et al (2012).

Os preços dos equipamentos internacionais (Photon, 2016), a taxa de câmbio utilizada, os valores calculados para os módulos e inversores importados e o preço do Watt-pico instalado, de acordo as premissas anteriores, encontram-se na Tabela 7.

²⁶ O ICMS varia de acordo com cada estado, porém, para este trabalho, foi considerado a média dos valores do ICMS de todos os estados brasileiros.

²⁷ Como explicado anteriormente, o termo "por dentro" significa que o valor do tributo compõe a sua própria base de cálculo.

Avaliação de projetos de microgeração fotovoltaica na região Sudeste do Brasil

Tabela 7 - Valores dos equipamentos importados (dados de Abinee (2012) e Erwes et al. (2012))

Equipamentos	Módulo Policristalino - 250Wp	Inversores (< 5 kW)
Preços internacionais dos equipamentos (€ /Wp)	0,57	0,23
Frete + Seguro (€/Wp)	0,02	0,01
Equipamento + Frete + Seguro (€/Wp)	0,59	0,24
Taxa de câmbio (BRL/EUR) - Em 02/03/17	3,3021	
Equipamento + Frete + Seguro (EFS) – Considerando potência de 4000 Wp	R\$ 7.829,94	R\$ 3.159,45
(A) = II – Aplicável a: (EFS)	R\$ 939,59	R\$ 442,32
(B) = IPI - Incide em: (EFS) + (A)	R\$ 0,00	R\$ 540,27
(C) = PIS – Aplicável a: (EFS) + (A) + (B)	R\$ 159,45	R\$ 75,31
(D) = COFINS - Aplicável a: (EFS) + (A) + (B)	R\$ 734,42	R\$ 396,90
(E) = Taxa SISCOMEX	R\$ 185,00	R\$ 185,00
(F) = AFRMM – Aplicável a: Frete + Seguro	R\$ 75,29	R\$ 30,38
(G) = Outros (Capatazia, Armazenamento, Despachante)	R\$ 150,58	R\$ 60,76
(H) Subtotal - (A) + (B) + (C) + (D) + (E) + (F) + (G)	R\$ 2.244,32	R\$ 1.730,93
(I) = ICMS - Incide sobre (ESF) + Subtotal	R\$ 0,00	R\$ 1.001,64
(J) = Valor total com impostos e taxas: (EFS) + (H) + (I)	R\$ 10.074,26	R\$ 5.892,03
Valor dos equipamentos:	R\$ 15.966,29	
Custo de cabos e proteções	19,38%	R\$ 3.094,27
Custo do sistema de fixação	32,31%	R\$ 5.158,71
Demais custos (conexão, projeto, etc.)	32,31%	R\$ 5.158,71
Potência média instalada (Wp)	4000	
Total (R\$/Wp)	7,34	

Os preços finais estimados são de 7,34 R\$/Wp, para sistemas fotovoltaicos com potência de 4 kWp, diferente do encontrado por Abinee (2012), no valor de 7,12 R\$/Wp. Esta diferença pode ser explicada, principalmente, pelo valor da taxa de câmbio utilizada no estudo, de 2,30 BRL/EUR frente à taxa vigente em 02 de março de 2017, de 3,30 BRL/EUR. Ao mesmo tempo em que o preço final do SFV aumentou devido à taxa de câmbio, o preço do painel fotovoltaico diminuiu, compensando a variação do câmbio.

Neste trabalho, não foi considerada a redução de preço dos equipamentos ao longo dos anos, já que o Brasil ainda depende de produtos importados, que estão sujeitos aos preços praticados no mercado externo e à instabilidade do câmbio.

3.1.9 Taxa de desconto

A definição da taxa de desconto é importante no critério de decisão, pois diferentes métodos - como valor presente líquido, taxa interna de retorno e custo nivelado da energia - de análise de investimento utilizam este parâmetro. Ao investir em um projeto, é necessário considerar que uma oportunidade está sendo perdida para ter retornos com outros projetos, por isso, esta taxa também é chamada de custo de oportunidade. Para verificar se um investimento compensa para o investidor, deve ser considerado uma taxa de juros semelhante às aplicações mais comuns do mercado de baixo risco (Freire, Pica, Martins, & Luiz, 2015).

Para este trabalho, foi adotada como taxa de desconto, a taxa de juros SELIC (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia), fixada pelo COPOM (Comitê de Política Monetária) no dia 3 de fevereiro de 2017, com valor de 9,5% ao ano.

Sendo assim, todas as premissas utilizadas para este trabalho podem ser verificadas na Tabela 8 a seguir.

Tabela 8 - Premissas utilizadas

Parâmetro	Valor
Potência do sistema	4 kWp
Consumo médio mensal	550 kWh/mês
Custo de disponibilidade mensal	100 kWh/mês
Percentual de energia injetada na rede	54%
Degradação anual do módulo	0,8%
Despesas anuais com O&M	1% do investimento inicial
Inflação	6,37%
Evolução das tarifas	6,43%
Custo do sistema fotovoltaico	R\$ 7,34/Wp
Taxa de desconto	9,5%

3.2 Avaliação com indicadores financeiros

A avaliação econômica de projetos é verificada através de diferentes indicadores financeiros, tais como: valor atual líquido (VAL), taxa interna de retorno (TIR) e tempo de retorno do investimento (*Payback*). Além desses indicadores, uma figura de mérito bastante utilizada para projetos energéticos, sejam de energia fotovoltaica ou não, é o custo nivelado da energia.

3.2.1 Fluxo de caixa do projeto

Para a obtenção dos indicadores financeiros, foi realizado um fluxo de caixa para cada cidade, de acordo com os parâmetros apresentados no item 3.1. A Tabela 9 representa o modelo do fluxo de caixa utilizado para a análise econômica do trabalho.

Tabela 9 – Modelo do fluxo de caixa dos projetos

Ano 0	Ano 1	Ano 2	Ano 3	Ano 4	Ano 5	...	Ano 25
- Investimento							
	Receita	Receita	Receita	Receita	Receita		Receita
	- O&M	- O&M	- O&M	- O&M	- O&M		- O&M
	- Impostos	- Impostos	- Impostos	- Impostos	- Impostos		- Impostos

O investimento equivale aos custos iniciais do sistema, isto é, o valor necessário para a compra dos equipamentos e instalação do SFV. As receitas correspondem ao valor economizado na fatura de energia possuindo o SFV instalado, O&M representa os custos anuais gastos com a operação e manutenção do sistema e, impostos correspondem ao ICMS pago pela energia injetada na rede elétrica, conforme explicado no item 3.1.4.

Para o cálculo das receitas, é realizada a subtração entre o valor da conta de energia sem sistema fotovoltaico pelo valor da fatura com o sistema, para verificar a economia obtida pelo consumidor após instalar o SFV. O valor sem o sistema é calculado multiplicando o consumo médio de eletricidade pelo valor da tarifa final - equação do item 3.1.7 - de acordo com cada distribuidora de energia. Já o valor da fatura com o SFV - $Fatura_{SFV}$ - varia de acordo com o estado em que a cidade está inserida, conforme demonstrado a seguir:

- Cidades que fazem parte do estado de Minas Gerais, têm isenção total do ICMS na energia exportada para a rede, isso é, só pagam ICMS em cima da energia líquida²⁸.
- Cidades que fazem parte dos estados do Rio de Janeiro e São Paulo, têm isenção do ICMS apenas na parcela TE da tarifa de energia²⁹.
- Localidades pertencentes ao estado do Espírito Santo, não têm isenção do ICMS na tarifa³⁰.

²⁸ Durante os cinco primeiros anos, contado da data de início da geração de energia, de acordo com a lei nº 20.824, de 31 de julho de 2013 (*Lei n. 20.824*, 2013).

²⁹ De acordo com o convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015 (*Convênio ICMS 16*, 2015).

³⁰ Conforme convênio ICMS 6, de 05 de abril de 2013 (*Convênio ICMS 6*, 2013).

Além disso, devido ao custo de disponibilidade cobrado mensalmente na conta de energia, em cada estado existem duas possibilidades de se calcular a tarifa: caso I - se a energia líquida for menor ou igual ao custo de disponibilidade (CD) ou caso II - se a energia líquida for maior que o CD. Vale lembrar que os tributos federais - PIS e COFINS – não incidem na energia injetada na rede³¹, apenas na energia líquida. As fórmulas³² para todos os estados, de acordo com cada caso – I ou II - estão demonstradas a seguir:

- Minas Gerais

$$\text{I. Fatura}_{\text{SFV}} = \text{CD} \times \left(\frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1-(\text{PIS}+\text{COFINS}+\text{ICMS})} \right) \quad (4)$$

$$\text{II. Fatura}_{\text{SFV}} = \text{Energia}_{\text{líquida}} \times \left(\frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1-(\text{PIS}+\text{COFINS}+\text{ICMS})} \right) \quad (5)$$

- Rio de Janeiro e São Paulo

$$\text{I. Fatura}_{\text{SFV}} = \text{CD} \times \left(\frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1-(\text{PIS}+\text{COFINS}+\text{ICMS})} \right) + \left(\frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1-\text{ICMS}} - \frac{\text{TE}}{1-\text{ICMS}} \right) \times \text{Energia}_{\text{injetada}} \quad (6)$$

$$\text{II. Fatura}_{\text{SFV}} = \text{Energia}_{\text{líquida}} \times \left(\frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1-(\text{PIS}+\text{COFINS}+\text{ICMS})} \right) + \left(\frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1-\text{ICMS}} - \frac{\text{TE}}{1-\text{ICMS}} \right) \times \text{Energia}_{\text{injetada}} \quad (7)$$

- Espírito Santo

$$\text{I. Fatura}_{\text{SFV}} = \text{CD} \times \left(\frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1-(\text{PIS}+\text{COFINS}+\text{ICMS})} \right) + \left(\frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1-\text{ICMS}} - \text{Tarifa}_{\text{ANEEL}} \right) \times \text{Energia}_{\text{injetada}} \quad (8)$$

$$\text{II. Fatura}_{\text{SFV}} = \text{Energia}_{\text{líquida}} \times \left(\frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1-(\text{PIS}+\text{COFINS}+\text{ICMS})} \right) + \left(\frac{\text{Tarifa}_{\text{ANEEL}}}{1-\text{ICMS}} - \text{Tarifa}_{\text{ANEEL}} \right) \times \text{Energia}_{\text{injetada}} \quad (9)$$

3.2.2 Valor atual líquido (VAL)

O método do valor atual líquido (VAL) é um dos mais utilizados para a seleção da viabilidade de projetos. Geralmente são utilizados para a avaliação financeira de projetos de longo prazo e contabilizam o chamado "valor do dinheiro no tempo" (Mitscher & Rüther, 2012).

³¹ Conforme a lei nº 13.169, de 06 de outubro de 2015 (*Lei n. 13.169, 2015*).

³² Fórmulas baseadas nas resoluções 414/2010 e 484/2012, nas leis nº 20.824/2013 e nº 13.169/2015 e, nos convênios ICMS 6/2013 e ICMS 16/2015 (*Convênio ICMS 16, 2015, Convênio ICMS 6, 2013, Lei n. 13.169, 2015, Lei n. 20.824, 2013, Resolução Normativa nº 414, 2010, Resolução Normativa nº 482, 2012*).

O VAL de um determinado projeto é definido como a soma dos fluxos de caixa futuros deste projeto, atualizados para uma data de referência por uma taxa de desconto apropriada menos o valor do investimento.

O critério de seleção dos projetos por este método é baseado na seguinte regra: se o VAL for negativo, rejeita-se o projeto, caso contrário, o projeto é aprovado. Se for o caso de análise de projetos mutuamente excludentes, escolhe-se o projeto com maior VAL. A fórmula utilizada é apresentada a seguir (EPE, 2013):

$$VAL = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{FC_t}{(1+r)^t} \quad (10)$$

Onde, I_0 representa o investimento inicial, FC_t representa o fluxo de caixa do projeto no período t , r representa a taxa de desconto, t o período em questão e T_0 horizonte de análise do fluxo de caixa.

3.2.3 Método do *payback*

O período de retorno do investimento ou *payback*, consiste no cálculo do tempo necessário para se recuperar os investimentos realizados no projeto, apresentado em ano ou meses, dependendo de cada projeto. Não considera o valor do dinheiro no tempo, o que faz com que este método seja o mais simples de se calcular, sendo assim, bastante utilizado em projetos com baixos valores de investimento (EPE, 2013). Um valor é definido, com base no histórico ou até mesmo aleatoriamente, como sendo um período limite apropriado para o projeto. Se o *payback* for menor ou igual ao valor definido, então o projeto é atrativo, caso contrário, não é ideal realizar este investimento.

3.2.4 Taxa interna de retorno (TIR)

Define-se a taxa interna de retorno (TIR) como a taxa de desconto que faz com que o VAL de um determinado projeto se iguale a zero.

Para que um investimento seja vantajoso, a sua TIR deve ser, no mínimo, igual ao custo de oportunidade. Além disso, o valor da TIR apresenta uma correlação direta com a atratividade do investimento em porcentagem, ou seja, uma TIR alta indica que a oportunidade de investimento é favorável (Rodrigues et al., 2016). A equação (11) utilizada encontra-se a seguir:

$$VAL = -I_0 + \sum_{t=1}^T \frac{F_{c_t}}{(1+TIR)^t} = 0 \quad (11)$$

3.2.5 Custo nivelado da energia

O custo nivelado da energia, também chamado de LCOE (*Levelized cost of eletricity*), relaciona os custos envolvidos e a energia gerada pelo empreendimento, ao longo de sua vida útil. Baseia-se no conceito de que todos os custos ao longo do tempo de vida de um projeto de energia são descontados com seu VAL em uma unidade monetária dividida pela produção de energia - considerando a degradação anual dos painéis - com desconto em kWh (Kästel & Gilroy-scott, 2015). A fórmula para o cálculo do LCOE é apresentada a seguir (equação (12)), de acordo com Branker et al. (2011).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T \left((I_t + O\&M_t + F_t) / (1+r)^t \right)}{\sum_{t=0}^T \left(S_t (1-d)^t / (1+r)^t \right)} \quad (12)$$

Onde, I_t representa o investimento inicial, $O\&M_t$ os custos com operação e manutenção, F_t os custos com financiamento³³, r a taxa de desconto, S_t a energia anual gerada em potência nominal, e d a taxa anual de degradação dos módulos. Além desses custos, para este trabalho, foram considerados os impostos relacionados ao crédito gerado pela energia injetada na rede, conforme estabelece a resolução do CONFAZ, de acordo com o explicado no item 3.1.4.

Portanto, a viabilidade de determinada cidade se dá ao longo do horizonte quando o LCOE da energia fotovoltaica for inferior à tarifa com impostos aplicada pela distribuidora local.

3.3 Análise dos riscos

Os riscos de um projeto podem ser classificados como negativos, também chamados de ameaças, ou positivos, conhecidos como oportunidades. Para este trabalho, apenas serão analisados os riscos negativos, isto é, o risco de não ser atraente investir em sistemas fotovoltaicos.

Segundo o guia PMBOK, a gestão dos riscos de um projeto tem como finalidade aumentar a probabilidade e impacto das oportunidades e diminuir a probabilidade e impacto das ameaças (PMI, 2013). Sendo assim, a identificação e análise dos riscos é muito importante para que seja

³³ Para este trabalho, estes custos não estão sendo considerados.

possível tomar ações com antecedência, a fim de não prejudicar o resultado do projeto. Esta é uma área que vem crescendo ao longo dos anos devido a sua importância e dificuldade.

Dentro dos projetos de geração distribuída, algumas incertezas podem ser consideradas, tais como: mudanças climáticas, custos dos equipamentos e tarifas de energia elétrica. Porém, em projetos de microgeração distribuída com tecnologia fotovoltaica, as incertezas relacionadas ao clima, neste caso, os índices de irradiação solar, podem ser consideradas pequenas, pois não há grande variabilidade. A Tabela 10 exemplifica esta situação através de dados históricos de insolação solar³⁴ média mensal, do período de 2010 até 2016, em duas estações solarimétricas, uma próxima a cidade de Uberlândia (em Uberaba) – que é a de maior índice de irradiação dentre as analisadas – e outra, na cidade de São Paulo – que obtém o menor índice. É possível verificar que nas duas localidades, o desvio padrão é menor do que 13 horas/mês. Para saber se este valor é considerado elevado ou não em relação a amostra, foi utilizado o conceito do coeficiente de variação, que é a razão entre o desvio padrão e a média da amostra. Coeficientes menores que 25% apresentam dados mais concentrados em torno da média (Reis & Reis, 2002), isto é, há pouca variabilidade na medida. Como os coeficientes de variação da insolação média mensal para o período analisado das cidades de Uberaba e São Paulo foram de 5% e 7%, respectivamente, as incertezas relacionadas ao clima, foram desconsideradas neste trabalho.

Tabela 10 - Insolação média mensal (dados de INMET (2017))

Ano	Uberaba - MG Insolação média (horas/mês)	São Paulo – SP Insolação média (horas/mês)
2010	247,17	162,53
2011	226,13	160,73
2012	232,48	172,94
2013	219,69	154,39
2014	234,79	181,71
2015	222,40	146,63
2016	212,89	172,41
Média	227,94	164,48
Desvio Padrão	11,30	12,04

Enquanto os custos dos equipamentos seguem uma tendência de baixa durante os próximos anos, o que é considerado vantajoso para incentivar projetos de SFV e apontado como um risco positivo, as tarifas de energia, não seguem um caminho previsível, pois dependem de vários

³⁴ Radiação solar incidente, ou seja, número de horas em que os raios solares incidem na superfície da Terra (CRESESB, 2004).

fatores já mencionados no item 3.1.7. Quanto maior o valor da tarifa de energia, maior o retorno financeiro para o *prosumer*, pois torna o investimento mais atrativo, sendo esta, considerada uma incerteza com consequência negativa para este tipo de projeto.

Além disso, outra incerteza considerada no Brasil, é a tributação do ICMS na tarifa de energia injetada na rede, pois seu impacto pode ser negativo para os investidores, diminuindo o interesse em instalar sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Por esta razão, apenas as incertezas em relação a tarifa de energia e a tributação do ICMS, serão analisadas de forma quantitativa, a fim de verificar os seus possíveis impactos para os projetos.

3.3.1 Simulação de Monte Carlo

O método de Monte Carlo é uma técnica de amostragem estatística para resolução de problemas matemáticos através da simulação de variáveis aleatórias (Sobol, 1994).

A etapa mais importante para a simulação de Monte Carlo consiste na determinação das funções de densidade de probabilidade necessárias para os parâmetros de entrada aleatórios (Arnold & Yildiz, 2015), que neste caso, são as tarifas de energia³⁵ elétrica. Esta análise foi realizada pelo *software @Risk*, e para isso, foram levantados dados históricos das tarifas de energia elétrica sem impostos, no período de 2003 a 2016, e atualizados para o ano de 2016, de acordo com a inflação de cada ano. Em seguida, foi realizado o ajuste destes dados atualizados e encontrado uma distribuição normal, com média de R\$ 0,51921/kWh e desvio padrão de R\$ 0,0824/kWh (Figura 9).

³⁵ Foram utilizadas as tarifas de todas as distribuidoras de energia da região Sudeste do Brasil, para que fosse possível obter uma melhor amostra para a distribuição de probabilidade.

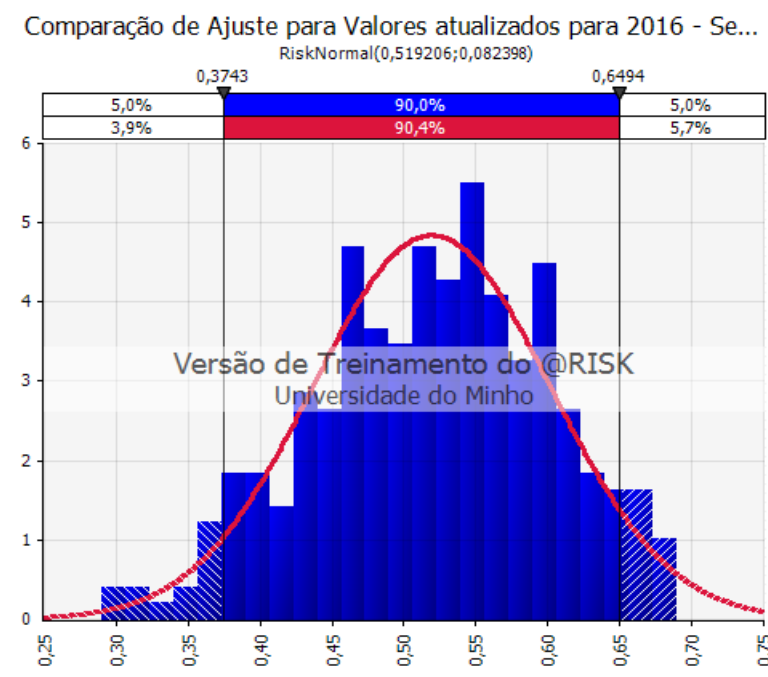


Figura 9 - Ajuste dos dados atualizados das tarifas de energia - distribuição normal (*Software @RISK*)

Para cada cidade e, conseqüentemente, para cada tarifa de energia de suas respectivas distribuidoras, foram aplicados e considerados os valores do desvio padrão e média mencionados anteriormente. Após estas definições, foram realizadas simulações para cada local, com mil iterações cada, também através do *software @Risk*, para obter novos fluxos de caixa, com o intuito de verificar a probabilidade de ocorrência dos valores da taxa interna de retorno e do valor atual líquido. Como as tarifas de energia ($Tarifa_{ANEEL}$) são compostas pelas parcelas TUSD e TE (percentuais), para cada valor de tarifa simulado, foi encontrado também, valores diferentes para a TUSD e TE.

3.3.2 Análise de Sensibilidade

A tributação do ICMS sobre a energia injetada na rede elétrica tem sido discutida por diversos trabalhos. De acordo com EPE (2014) esta tributação tem sido um grande obstáculo para a disseminação da GD fotovoltaica. A isenção total do ICMS, realizada somente pelo estado de Minas Gerais, possibilita que o investimento em GD seja mais atrativo, tornando-se um importante incentivo para futuras instalações (Oliveira, 2016; Rauschmayer & Galdino, 2014). Sendo assim, a análise de sensibilidade busca entender qual é o impacto da tributação do ICMS, sobre a competitividade da penetração da microgeração fotovoltaica na região Sudeste do Brasil. Para isto, assume-se que em todas as cidades a tributação seja feita de acordo com os três cenários a seguir, utilizando as fórmulas do item 3.2.1, mantendo as demais condições e premissas da Tabela 8 constantes:

Avaliação de projetos de microgeração fotovoltaica na região Sudeste do Brasil

- Cenário 1 - Todas as cidades com isenção total do ICMS na energia exportada para a rede, isso é, só pagam ICMS em cima da energia líquida.
- Cenário 2 - Todas as cidades com isenção do ICMS apenas na parcela TE da tarifa de energia.
- Cenário 3 - Todas as cidades sem isenção do ICMS na tarifa.

Vale destacar que somente o cenário 1, em que o ICMS é cobrado apenas sobre a energia líquida, vai de encontro ao conceito do modelo de compensação de energia - *net metering* - no Brasil, publicado pela ANEEL através da REN 482/2012 (EPE, 2014).

4. ANÁLISE DOS RESULTADOS

Neste capítulo serão apresentados, analisados e comparados os resultados obtidos pela metodologia proposta por este trabalho. Pretende-se estudar a viabilidade para cada uma das cidades estudadas e determinar qual ou quais as mais promissoras, a partir de um cenário padrão. A fim de verificar as probabilidades de ocorrência dos resultados econômicos para possíveis valores de tarifas de energia, realizou-se uma simulação de Monte Carlo para todas as cidades estudadas. Além disso, foi avaliado, em uma análise de sensibilidade, o impacto da variação das condições de tributação do ICMS, mantendo as demais condições constantes.

É importante ressaltar que os resultados apresentados, não consideram financiamentos ou quaisquer outras medidas de incentivo - fiscal ou tributário - que eventualmente possam ser estabelecidas e que afetariam os fluxos de caixa e consequentemente, o retorno econômico dos projetos.

4.1 Resultados gerais

A análise econômica de projetos de microgeração fotovoltaica, dependem do valor inicial do investimento, do valor economizado na fatura de energia devido ao SFV instalado, dos custos com operação e manutenção, e do gasto com os impostos, apenas aplicado nos locais com isenção parcial ou sem isenção do ICMS. Tanto os custos com O&M quanto o valor do investimento, foram definidos nos itens 3.1.6 e 3.1.8, respectivamente, e são iguais para todas as cidades estudadas. Já o valor economizado na fatura de energia e os gastos relacionados aos impostos, variam de acordo com cada local, e são obtidos através das fórmulas do item 3.2.1, que são a base para os resultados dos fluxos de caixa. Estas equações determinam o valor das faturas de energia com o SFV ($Fatura_{SFV}$) e são compostas por dados financeiros e resultados relacionados à energia. Os dados foram determinados no item 3.1.7 e são referentes aos tributos (Pis/Cofins), impostos (ICMS), Tarifa $_{ANEEL}$ e suas componentes TUSD e TE. Os resultados energéticos são compostos pelo consumo de energia, custo de disponibilidade, energia gerada pelo sistema fotovoltaico, energia injetada na rede elétrica e por fim, pela energia líquida do sistema. Os dois primeiros, foram considerados neste trabalho como sendo constantes para todas as cidades estudadas. Os demais - apresentados na Tabela 11 – variam de acordo com as coordenadas geográficas do local de instalação do SFV.

Tabela 11 - Resultados energéticos para o primeiro ano

Cidade	Energia gerada (kWh)	Energia injetada na rede (kWh)	Energia líquida (kWh)
Uberlândia	6265,3	3383,3	334,7
Vitória	5686,8	3070,9	913,2
Muriae	5656,6	3054,6	943,4
Campinas	5471,8	2954,8	1128,2
Colatina	5470,4	2954,0	1129,6
Indaiatuba	5407,6	2920,1	1192,4
Rio de Janeiro	5263,0	2842,0	1337,1
Niterói	5261,9	2841,4	1338,1
São Paulo	4482,4	2420,5	2117,6
Média	5440,7	2938,0	1159,4

O consumo de energia e o custo de disponibilidade foram definidos como sendo 550 kWh/mês e 100 kWh/mês, respectivamente, conforme explicado no item 3.1.3. Para o cálculo da energia injetada na rede elétrica foi determinado o percentual de 54% (item 3.1.4), encontrado com base na curva de carga de consumo acima de 500 kWh/mês, para a região Sudeste, em conjunto com a curva de geração fotovoltaica para um SFV com 4 kWp de potência instalada, em um dia típico ensolarado. Já a energia líquida é a diferença entre o consumo da UC e a energia gerada pelo sistema fotovoltaico, calculada através do *software* PV*SOL, de acordo com os parâmetros encontrados e apresentados ao longo do item 3.1 deste trabalho, nomeadamente: irradiação solar de cada cidade, potência nominal do SFV de 4 kWp, características dos módulos fotovoltaicos com potência de 250 Wp e eficiência de 15,3% e *performance ratio* do sistema de 75%.

Nota-se que a escolha do local de instalação dos painéis fotovoltaicos é importante, pois influencia diretamente no resultado da análise econômica, que dependem da combinação de fatores específicos para cada localização, como os índices de irradiação solar e a tarifa de energia elétrica da distribuidora local (Tarifa_{Final}), demonstrados pela Figura 10 a seguir.

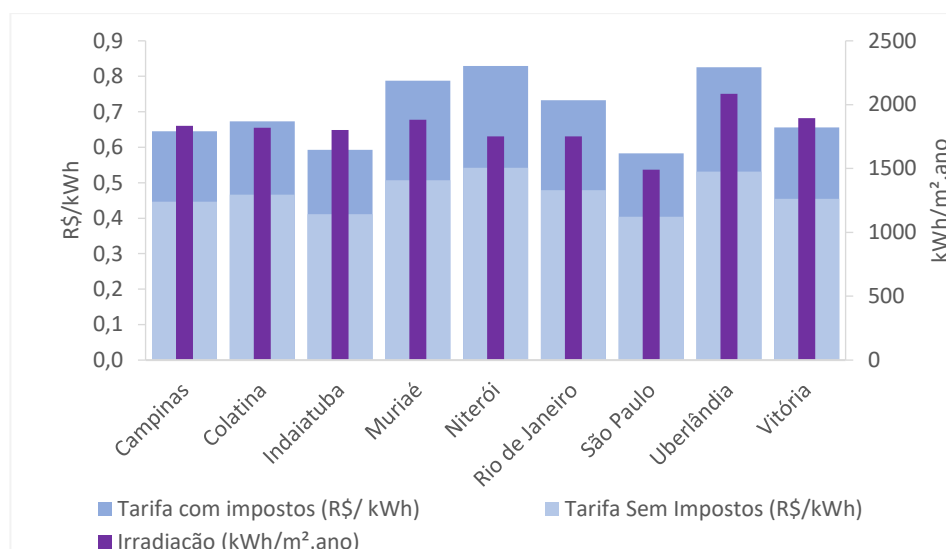


Figura 10 - Tarifa de energia vs. Irradiação solar (dados de PV*SOL (2015b) e ANEEL (2017a))

Logo, apenas um desses fatores pode não ser suficiente para obter um resultado econômico favorável, isto é, uma cidade com altos índices de irradiação solar, mas com baixas tarifas de energia, pode não ser atrativa a instalação de painéis solares nos telhados das residências. Além disso, espera-se que quanto menor a tributação do ICMS sobre a energia exportada à rede, maior o retorno econômico do investimento.

4.2 Cenário Padrão

Para a análise dos resultados do cenário padrão, foram utilizadas as premissas definidas e abordadas no item 3.1, apresentadas na Tabela 8 e as condições e fórmulas estabelecidas na seção 3.2.

De acordo com os critérios utilizados para o cenário padrão, as nove cidades analisadas têm viabilidade financeira para projetos de microgeração fotovoltaica, isto é, possuem VAL positivo e uma TIR acima do custo de oportunidade de 9,5%, conforme apresentado na Figura 11.

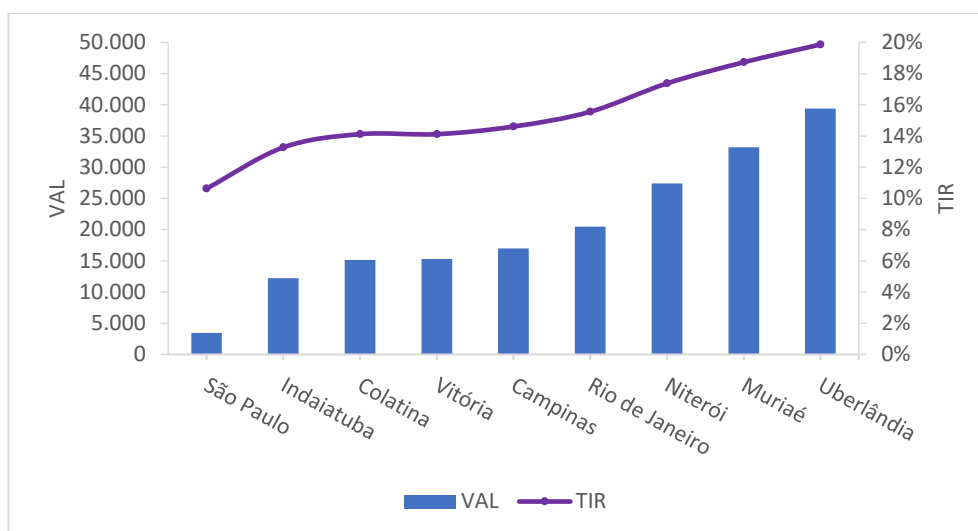


Figura 11 - VAL e TIR para o cenário padrão

Nota-se na Figura 11, que a cidade de Uberlândia é a de melhor retorno do investimento, com um VAL de R\$39.387,40 e TIR de 19,9%. Isto porque, além de possuir a melhor irradiação solar (2084,6 kWh/m².ano), possui também a segunda maior tarifa de energia para a classe residencial (Tarifa_{Final} = 0,826 R\$/kWh).

Já a cidade de São Paulo, apresentou o resultado menos favorável dentre os analisados, com VAL de R\$ 3.465,72 e TIR de 10,6%, pouco acima da taxa de desconto de 9,5%. Além de apresentar o pior índice de irradiação (1491,3 kWh/m².ano), a sua distribuidora de energia - Eletropaulo - apresenta também a menor tarifa de energia (Tarifa_{Final} = 0,583 R\$/kWh).

Vitória apresenta o segundo maior índice de irradiação, 1893,7 kWh/m².ano, porém, seu resultado econômico (VAL de R\$ 15.305,47 e TIR de 14,1%) é apenas o sexto melhor, uma vez que sua tarifa final de 0,6560 R\$/kWh é apenas a sexta maior e abaixo da média regional, de 0,7028 R\$/kWh.

A cidade de Niterói, mesmo apresentando o segundo pior índice de irradiação solar, de 1751,9 kWh/m².ano, apresenta o terceiro melhor resultado, com VAL de R\$ 27.415,47 e TIR de 17,4%, uma vez que possui a maior tarifa residencial de energia, de 0,8294 R\$/kWh.

Para o cálculo do custo nivelado da energia e *payback*, foram utilizadas as mesmas premissas apresentadas na Tabela 8. A média encontrada para o LCOE das nove cidades estudadas é de 0,782 R\$/kWh. Se comparada com a média das tarifas de energia para classe residencial, de 0,703 R\$/kWh, a microgeração fotovoltaica apresenta ainda um LCOE superior. Já a média dos tempos de retorno do investimento, é de 7,8 anos, conforme apresentada na Tabela 12.

Avaliação de projetos de microgeração fotovoltaica na região Sudeste do Brasil

Tabela 12 - LCOE e *payback* para o cenário padrão

Cidade	Tarifa final (R\$/kWh)	LCOE – Padrão (R\$/kWh)	<i>Payback</i> – Padrão (Anos)
Uberlândia	0,826	0,614	6,1
Muriaé	0,788	0,680	6,3
Niterói	0,829	0,838	6,7
Rio de Janeiro	0,733	0,820	7,5
Campinas	0,645	0,757	7,9
Colatina	0,673	0,842	8,2
Vitória	0,656	0,811	8,2
Indaiatuba	0,593	0,763	8,7
São Paulo	0,583	0,914	10,6
Média	0,703	0,782	7,8

Verifica-se que mesmo todas as cidades apresentando viabilidade econômica, apenas as cidades do estado de Minas Gerais – Uberlândia e Muriaé – têm LCOE abaixo das suas tarifas de energia, conforme demonstrado pela Figura 12. Isto ocorre devido as premissas financeiras adotadas em que é considerada uma evolução das tarifas de energia acima da inflação.

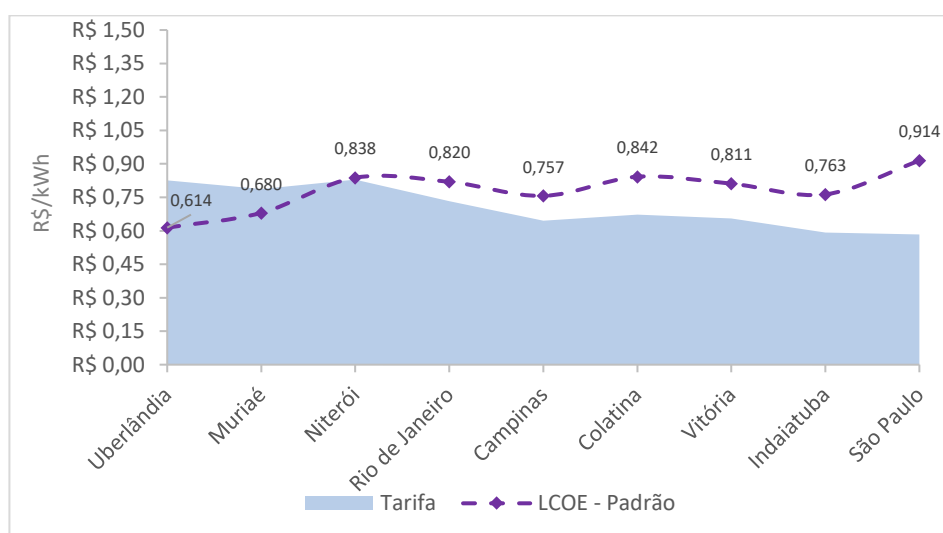


Figura 12 - Custo nivelado da energia vs tarifa de energia residencial

Portanto, mesmo que atualmente o LCOE fotovoltaico esteja acima da tarifa de energia, ao longo do tempo a tarifa ultrapassará o LCOE e ocorrerá a paridade tarifária.

4.3 Análise de Riscos

4.3.1 Simulação de Monte Carlo

Como apresentado no item 3.3.1, foram realizadas simulações de Monte Carlo para as 9 cidades da região Sudeste, com o intuito de obter resultados probabilísticos em relação a viabilidade econômica da microgeração fotovoltaica. As premissas utilizadas foram as mesmas da seção anterior, com tarifas de energia ($Tarifa_{ANEEL}$) variando de acordo com os parâmetros mencionados no item 3.3.1.

Tabela 13 - Resultados estatísticos da simulação de Monte Carlo para o VAL

Cidades/ Percentil	1%	25%	50%	75%	99%
Uberlândia	R\$ 10.950,00	R\$ 29.990,00	R\$ 37.700,00	R\$ 45.400,00	R\$ 64.250,00
Muriae	R\$ 9.340,00	R\$ 27.430,00	R\$ 34.820,00	R\$ 42.210,00	R\$ 60.140,00
Niterói	R\$ 2.740,00	R\$ 18.480,00	R\$ 24.820,00	R\$ 31.150,00	R\$ 46.460,00
Rio de Janeiro	R\$ 3.120,00	R\$ 18.750,00	R\$ 25.120,00	R\$ 31.450,00	R\$ 46.810,00
Campinas	R\$ 3.130,00	R\$ 18.850,00	R\$ 25.220,00	R\$ 31.580,00	R\$ 46.880,00
Vitória	R\$ 1.360,00	R\$ 16.230,00	R\$ 22.290,00	R\$ 28.340,00	R\$ 42.920,00
Colatina	R\$ 220,00	R\$ 14.840,00	R\$ 20.700,00	R\$ 26.600,00	R\$ 40.930,00
Indaiatuba	R\$ 2.670,00	R\$ 18.140,00	R\$ 24.420,00	R\$ 30.700,00	R\$ 45.950,00
São Paulo	-R\$ 3.960,00	R\$ 8.970,00	R\$ 14.140,00	R\$ 19.340,00	R\$ 31.800,00
VAL Médio	R\$ 3.280,00	R\$ 19.080,00	R\$ 25.470,00	R\$ 31.860,00	R\$ 47.350,00

A Tabela 13 demonstra os resultados estatísticos para o VAL de todas as cidades estudadas. Nota-se que São Paulo é a única que apresenta VAL negativo (- R\$3.960,00). Porém, um resultado inferior a este tem uma chance de apenas 1% de vir a acontecer, de acordo com a simulação de Monte Carlo apresentada.

Como os percentuais das parcelas TE e TUSD não são iguais nas tarifas de todas as cidades analisadas, observa-se uma diferença nos valores encontrados na simulação de Monte Carlo em alguns locais, se comparado com os resultados obtidos no cenário padrão - item 4.2 - como é o caso de Niterói e Campinas. No cenário padrão, Niterói era a terceira cidade mais atrativa economicamente, porém, na simulação de Monte Carlo, Niterói trocou de posição com Campinas, passando a ser apenas a quinta cidade com maior viabilidade.

Todos os gráficos com as probabilidades de densidade da VAL e também da TIR, obtidos para cada localização, encontram-se no Anexo I.

4.3.2 Análise de Sensibilidade

Com o objetivo de verificar o impacto da tributação do ICMS na energia exportada à rede, foram gerados três diferentes cenários (isenção total, isenção parcial e sem isenção), cujos resultados para a média das 9 cidades encontram-se na Tabela 14.

Tabela 14 - Resultados médios para os 3 cenários

Cenário	Tributação ICMS	VAL (R\$)	TIR	Payback (Anos)	LCOE (R\$/kWh)
1	Isenção total	23.732,85	16,3%	7,3	0,712
2	Isenção parcial	19.981,03	15,3%	7,8	0,789
3	Sem isenção	16.043,02	14,3%	8,3	0,870

É possível verificar que os valores encontrados para o cenário 1, são os mais favoráveis economicamente, devido a não tributação do ICMS à energia injetada na rede. O cenário 2, onde ocorre a isenção do ICMS apenas na parcela TE da tarifa, apresenta o segundo resultado médio mais vantajoso. Já o cenário 3, apresenta os valores menos favoráveis para a microgeração fotovoltaica, o que é natural acontecer já que neste cenário a energia exportada à rede é tributada integralmente, parcelas TE e TUSD, isto é, mais impostos são cobrados e, consequentemente, pior o retorno econômico do investimento.

A Figura 13 representa os resultados da VAL e da TIR dos três cenários para todas as cidades analisadas neste trabalho, assim como os resultados do cenário padrão – cenário real – de cada um dos locais verificados.

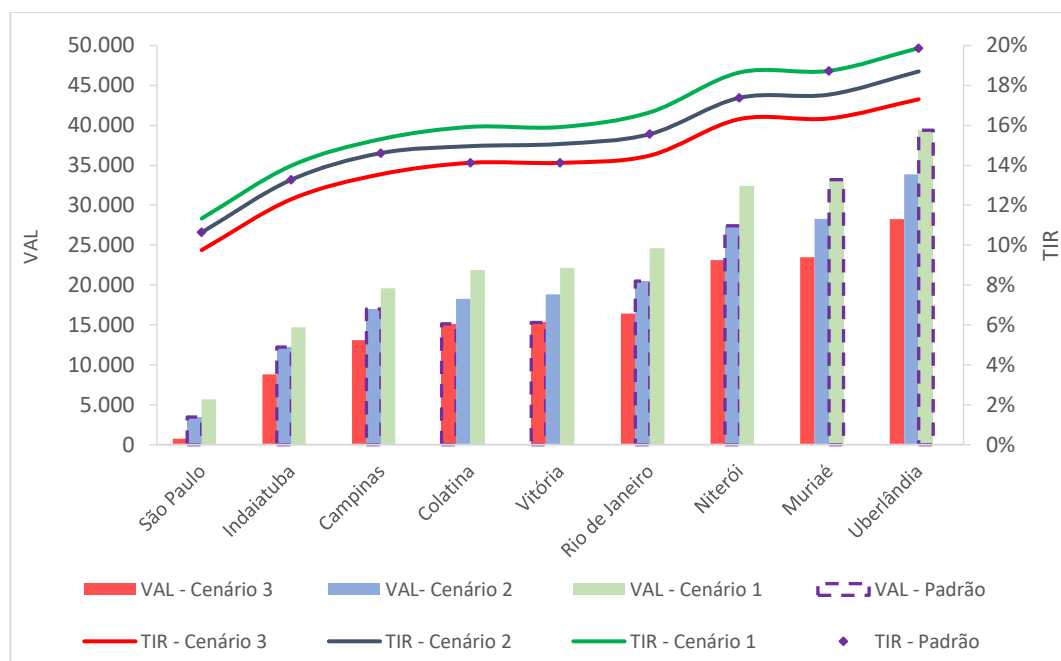


Figura 13 - VAL e TIR para os três cenários

Nota-se que as cidades de Vitória e Colatina mesmo sendo as únicas que têm como cenário padrão a não isenção do ICMS, ainda assim são mais favoráveis economicamente do que as cidades de São Paulo e Indaiatuba, pois possuem valores de irradiação solar e tarifas maiores.

Os resultados mostram que o efeito da tributação do ICMS sobre a energia exportada à rede é relevante e bastante negativo. A média do VAL para todas as cidades no cenário padrão é de R\$ 20.400,46. Porém, se todas as cidades adotassem como regra o cenário 1 (ICMS incide apenas na energia líquida), a média do VAL seria de R\$ 23.732,85, isto é, uma diferença de aproximadamente 16%.

Os resultados para o custo nivelado da energia e sua comparação com a tarifa de energia final (com impostos), encontram-se na Figura 14.

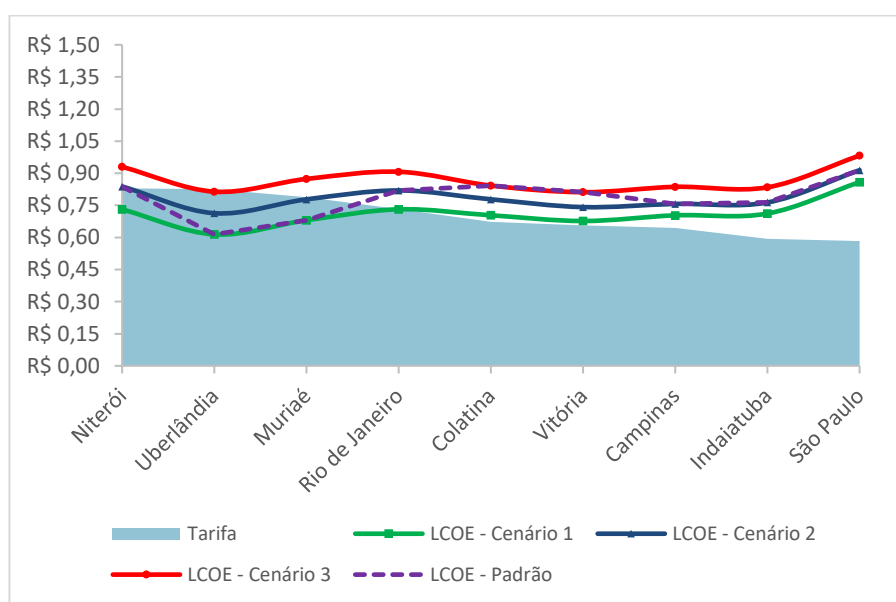


Figura 14 - Tarifas com impostos e LCOE para os três cenários

De acordo com a Figura 14, para o cenário 1, todas as cidades dos estados do Rio de Janeiro (Niterói e Rio de Janeiro) e Minas Gerais (Muriaé e Uberlândia), analisadas neste trabalho, atingem a paridade tarifária, alcançando um LCOE menor do que a tarifa final de energia elétrica. Já no cenário 2, este fato acontece somente nas cidades de Uberlândia e Muriaé. E no cenário 3, a paridade ocorre apenas em Uberlândia.

Sendo assim, apenas Uberlândia, apresenta paridade tarifária para todos os três casos de tributação do ICMS, pois possui altos valores de tarifa de energia e de irradiação solar. É importante ressaltar, que o LCOE depende da taxa de desconto aplicada, isto é, se o custo de oportunidade fosse menor do que 9,5%, outras localidades também poderiam ter atingido sua

paridade tarifária nos cenários propostos, tornando o investimento em microgeração distribuída mais atrativo.

4.4 Comparação entre os resultados obtidos e a literatura

Após a análise dos resultados, é possível realizar a comparação com os obtidos por outros estudos, encontrados em notas técnicas, dissertações e artigos científicos. Entretanto, a maioria dos estudos realizam a análise econômica com base nas distribuidoras de energia, e com isso, as irradiações solares utilizadas são obtidas de acordo com a média dos valores de irradiação encontrados dentro da área de concessão de cada distribuidora, o que difere do presente estudo, que utiliza os índices de cada local analisado.

Em relação ao período de retorno do investimento, ANEEL (2017a), em sua Nota Técnica nº 0056/2017-SRD, realiza uma análise para todas as distribuidoras de energia do Brasil. Todos os valores encontrados pela Nota Técnica nº 0056/2017-SRD foram menores do que os obtidos no presente estudo. Isto por causa dos diferentes valores de irradiação utilizados, conforme explicado anteriormente, e devido as diferentes premissas usadas, tais como: custo inicial do sistema de 7,00 R\$/Wp, degradação anual dos módulos de 0,5% e potência do SFV de 3 kWp. Além disso, para as distribuidoras dos estados de Rio de Janeiro e São Paulo, ANEEL (2017a) considera que a isenção do ICMS ocorre nas duas parcelas da tarifa de energia, conforme explicado no item 3.1.4. Os resultados da Nota Técnica e do presente trabalho, encontram-se na Tabela 15.

Tabela 15 - Comparação dos resultados obtidos pelo presente trabalho vs resultados encontrados em ANEEL (2017a)

Distribuidora	Resultado s - <i>Payback</i> (Anos)	Resultados – <i>Payback</i> (Anos) (ANEEL, 2017a)	Diferença entre os resultados (Anos)
CEMIG – MG	6,1	5,2	0,9
EMG – MG	6,3	5,7	0,6
Enel Distribuição Rio – RJ	6,7	5,1	1,6
Light – RJ	7,5	6,0	1,5
CPFL Paulista – SP	7,9	6,5	1,4
ELFSM – ES	8,2	6,8	1,4
EDP Espírito Santo – ES	8,2	6,8	1,4

CPFL Piratininga – SP	8,7	7,6	1,1
Eletropaulo - SP	10,6	8,1	2,5
Média	7,8	6,6	1,2

Sobre o custo nivelado de energia, os resultados foram comparados com os obtidos nos estudos realizados por Abinee (2012), EPE (2012), Lange (2013) e EPE (2016b). Os três primeiros mostram que a microgeração distribuída com tecnologia fotovoltaica atinge a paridade tarifária em três distribuidoras de eletricidade (CEMIG, EMG e Enel distribuição Rio). Já para EPE (2016b), além dessas três atingirem a paridade tarifária, a concessionária Light também atinge este feito, visto que o custo da geração da energia encontrado é inferior a tarifa aplicada pela mesma.

As análises de Abinee (2012), EPE (2012) e Lange (2013) foram realizadas com base nos anos de 2011 e 2012 e com isso, o Convênio ICMS 6/2013 ainda não havia sido publicado. Sendo assim, estas análises, se comparadas com este trabalho, seriam nas mesmas condições que o cenário 1, em que ocorre a isenção total do ICMS. No caso da Light, as tarifas apresentadas nestes estudos eram menores do que 0,600 R\$/kWh (tarifas de 2011 e 2012), já as analisadas no presente trabalho, foram de 0,733 R\$/kWh (tarifa de 2016), o que causou diferença na paridade tarifária desta distribuidora, visto que quanto maior a tarifa de energia aplicada, mais fácil de se atingir a paridade tarifária. Já o estudo realizado por EPE (2016b), foi baseado no ano de 2015 e considera que os estados que aderiram aos Convênios ICMS 16, 44 e 52, 130 e 157, de 2015, têm isenção total do ICMS e não apenas na parcela TE da tarifa. Por isso, as concessionárias Enel distribuição Rio e Light, possuem paridade tarifária, que no presente estudo, ocorre apenas no cenário 1.

De acordo com o exposto durante a comparação dos resultados, as premissas utilizadas por cada estudo, assim como o diferente entendimento a respeito dos impostos aplicados à energia exportada para a rede elétrica, justificam a divergência entre os resultados obtidos pelo presente trabalho com os encontrados em alguns estudos da literatura.

5. CONCLUSÕES

A energia solar fotovoltaica tornou-se, nos últimos anos, uma realidade em alguns países do mundo. Isto ocorreu devido ao aumento da preocupação em relação a redução dos gases do efeito estufa, em paralelo com as quedas nos custos iniciais dos sistemas fotovoltaicos. Além disso, na maioria dos casos, os diversos incentivos concedidos pelos governos para a promoção dessa fonte foram fatores essenciais para a promoção da energia solar, assim como o aumento das tarifas aplicadas pelas distribuidoras de energia. De uma maneira geral, considera-se que esta tendência será mantida nos próximos anos, o que significa que esta fonte se tornará competitiva em cada vez mais países do mundo. Entretanto, para a geração distribuída, as projeções internacionais apontam que a inserção desta tecnologia será realizada de maneira mais lenta, principalmente, por causa de barreiras econômicas, técnicas e regulatórias.

No Brasil, a microgeração distribuída fotovoltaica só começou a crescer depois de diversos incentivos dados pelo governo, como a REN 482/12 e a isenção de impostos na energia gerada pela SFV. Contudo, a energia solar está longe de fazer parte da matriz energética brasileira e também encontra barreiras para a sua expansão.

O estudo de múltiplos casos realizado neste trabalho, buscou caracterizar as 9 principais cidades da região Sudeste do Brasil em relação a potência instalada (acima de 90 kW) de geração distribuída com tecnologia fotovoltaica, que tivessem distribuidoras e tarifas de energia diferentes, para que fosse possível verificar se o Brasil, neste caso, a região Sudeste, possui viabilidade econômica para instalação de painéis fotovoltaicos nos telhados de suas residências. Tomou-se como referência, a classe de consumo residencial com consumo de 550 kWh/mês e um sistema de 4 kWp. A viabilidade da microgeração fotovoltaica depende de diversos fatores tais como: investimento inicial do SFV, desempenho do sistema, índices de irradiação solar, energia gerada, perfil da curva de carga do *prosumer*, degradação anual dos módulos, percentual de energia injetada na rede, taxa de inflação e valor das tarifas de energia elétrica para o grupo em questão, assim como sua taxa de crescimento. Todas estas condições foram incluídas no modelo para a avaliação.

No cenário padrão considerado, há previsão de viabilidade econômica para a microgeração fotovoltaica em todas as 9 cidades analisadas, mesmo as que apresentam menores índices de irradiação e baixas tarifas de energia. Porém, como a taxa de evolução das tarifas de energia considerada é acima taxa de inflação, a maioria das cidades não apresentaram paridade tarifária,

isto é, custo nivelado da energia abaixo da tarifa de eletricidade aplicada pela concessionária de energia local. Contudo, é provável que isto aconteça ao longo dos anos.

Os custos iniciais dos SFV, mesmo com a constante queda, ainda são muito elevados e considerados uma barreira para a inserção da fonte, em diversos países do mundo, inclusive no Brasil. Os consumidores residenciais que têm o valor necessário para investir em microgeração fotovoltaica precisam decidir se vale a pena instalar painéis fotovoltaicos nos telhados das suas residências ou realizar aplicações financeiras, já que o período de retorno, na região Sudeste, é de no mínimo 6 anos (resultado obtido em Uberlândia). Isto é, mesmo com bons índices de irradiação solar e altas tarifas de energia, é importante que haja financiamento com taxas atrativas para que os consumidores possam ter o retorno do investimento em menor tempo.

A Simulação de Monte Carlo foi realizada com o intuito de verificar os resultados possíveis de ocorrência para a viabilidade econômica das cidades analisadas, de acordo com a distribuição de probabilidade aplicada para cada tarifa de energia. Foi possível verificar que a cidade de São Paulo é a única que apresenta VAL negativo, entretanto, a probabilidade de isso ocorrer é de apenas 1%, considerado muito baixo.

Através da análise de sensibilidade, foram realizados três cenários com diferentes tributações do ICMS sobre a energia injetada na rede, tais como: isenção total, isenção parcial e sem isenção. Com isso, foi possível verificar o impacto que a tributação do ICMS possui nos custos de geração desta energia. Os estados que ainda não possuem isenção do ICMS sobre a energia injetada na rede elétrica, mesmo possuindo bons índices de irradiação solar e tarifas de energia elevadas, não apresentam vantagem competitiva se comparadas com algumas cidades em que a isenção já existe, como é o caso de Campinas se comparado as cidades do Espírito Santo. Além disso, os estados onde a isenção do ICMS ocorre apenas na parcela TE da tarifa de energia, também prejudicam a inserção da microgeração fotovoltaica no Brasil, já que os resultados econômicos poderiam ser melhores se o conceito do *net metering* estivesse sendo aplicado corretamente.

Dessa forma, pode-se concluir que além das barreiras encontradas em outros países como os custos da energia, falta de financiamento e falta de políticas energéticas, a tributação do ICMS, seja ela total ou parcial, sobre a energia injetada na rede, limita os benefícios aos consumidores que pretendem instalar microgeração distribuída, estabelecendo-se como uma barreira para a expansão desta fonte na matriz energética brasileira.

5.1 Trabalhos futuros

Como sugestão para trabalhos futuros, propõe-se a análise econômica de todos os estados do Brasil, para que seja possível, de uma maneira geral, verificar os locais do país que possuem maior atratividade para a inserção de painéis fotovoltaicos nos telhados das residências.

Além disso, outras análises de sensibilidade devem ser realizadas, variando os parâmetros da taxa de desconto, percentual de crescimento das tarifas de energia elétrica e do custo inicial do sistema fotovoltaico. Isto para que seja possível analisar o impacto que estes dados possuem na avaliação econômica de projetos de microgeração fotovoltaica no Brasil.

Ainda, outra oportunidade para trabalhos futuros é a análise mais aprofundada das barreiras à inserção da energia fotovoltaica no Brasil, através de metodologias participativas envolvendo agentes que tenham conhecimento no setor, tais como: professores acadêmicos, executivos da empresa de pesquisa energética (EPE), executivos de diferentes concessionárias de energia elétrica, investigadores e autores de publicações na área da microgeração com tecnologia fotovoltaica e executivos de empresas de projetos em geração distribuída.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Abinee. (2012). *Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira* (Estudo do Grupo Setorial de Sistemas Fotovoltaicos da Abinee). Retrieved from <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>
- Abradee. (2016a). Alíquota ICMS 2016. Retrieved February 1, 2017, from <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/banco-de-dados/financeiro%0A>
- Abradee. (2016b). Tarifas de Energia. Retrieved June 16, 2017, from <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>
- Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: A definition. *Electric Power Systems Research*, 57, 195–204. Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/222533458_Distributed_Generation_A_Definition
- Allen, S. R., Hammond, G. P., & Mcmanus, M. C. (2008). Prospects for and barriers to domestic micro-generation: A United Kingdom perspective. *Applied Energy*, 85, 528–544. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2007.09.006>
- ANEEL. (2008a). *Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública* (4th ed.). Brasília. Retrieved from http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_1p_atual.pdf
- ANEEL. (2008b). *Relatório ANEEL 10 anos*. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Retrieved from http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/aneel_10_anos.pdf
- ANEEL. (2011). *Por dentro da conta de energia: informação de utilidade pública* (5th ed.). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.
- ANEEL. (2014). *Micro e Minigeração Distribuída: Sistema de Compensação de Energia Elétrica* (Cadernos Temáticos ANEEL, 1st ed.). Brasília. Retrieved from <http://www2.aneel.gov.br/biblioteca/downloads/livros/caderno-tematico-microeminigeracao.pdf>
- ANEEL. (2015). Bandeiras Tarifárias. Retrieved April 21, 2017, from <http://www.aneel.gov.br/bandeiras-tarifarias>
- ANEEL. (2016a). *Cobrança de ICMS sobre a energia injetada pelo microgerador* (Ofício nº 0353/2016-SRD/ANEEL). Brasília. Retrieved from [http://www.consultaesic.cgu.gov.br/busca/dados/Lists/Pedido/Attachments/507784/RES POSTA_PEDIDO_Ofcio n 0353-2016-SRD-ANEEL\(48554.002066-2016-00\).pdf](http://www.consultaesic.cgu.gov.br/busca/dados/Lists/Pedido/Attachments/507784/RES POSTA_PEDIDO_Ofcio n 0353-2016-SRD-ANEEL(48554.002066-2016-00).pdf)
- ANEEL. (2016b). Como é composta a tarifa - Entendendo a Tarifa - ANEEL. Retrieved April 21, 2017, from <http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/>
- ANEEL. (2016c). *Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica* (Cadernos Temáticos ANEEL, 2nd ed.). Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Retrieved from <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeração+Distribuída++2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>
- ANEEL. (2017a). *Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024* (Nota técnica No. 0056/2017-SRD/ANEEL). Retrieved from http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+Técnica_0056_PROJEÇÃOES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9
- ANEEL. (2017b). Ranking Nacional de Tarifas Residenciais (Grupo B1). Retrieved February 14, 2017, from <http://www.aneel.gov.br/ranking-das-tarifas>
- ANEEL. (2017c). Relatório de consumidores, consumo, receita e tarifa média por classe de consumo. Retrieved February 2, 2017, from <http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>
- ANEEL. (2017d). Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição. Retrieved February 26,

- 2017, from http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPRegiaoEmp.xlsx&Source=http%3A%2F%2Frelatorios.aneel.gov.br%2FRelatoriosSAS%2FForms%2FAllItems.aspx&DefaultItemOpen=1
- ANEEL. (2017e). Unidades consumidoras com geração distribuída da Classe de Consumo: Residencial. Retrieved April 26, 2017, from http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/gd_classe_detalhe.asp?classe=1&pagina=8
- Aquila, G., Pamplona, E. de O., Queiroz, A. R. de, Junior, P. R., & Fonseca, M. N. (2017). An Overview of Incentive Policies for the Expansion of Renewable Energy Generation in Electricity Power Systems and the Brazilian Experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70, 1090–1098. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.013>
- Arnold, U., & Yildiz, Ö. (2015). Economic risk analysis of decentralized renewable energy infrastructures - A Monte Carlo Simulation approach. *Renewable Energy*, 77, 227–239. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.11.059>
- Augustus, C., Melo, D., Martino, G. De, & Valdir, S. (2016). Nonconventional renewable energy governance in Brazil : Lessons to learn from the German experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 61, 222–234. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.054>
- Balcombe, P., Rigby, D., & Azapagic, A. (2014). Investigating the importance of motivations and barriers related to microgeneration uptake in the UK. *Applied Energy*, 130, 403–418. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.05.047>
- Barbose, G., & Darghouth, N. (2016). *Tracking the Sun IX Primary authors With contributions from Tracking the Sun IX*. Retrieved from https://emp.lbl.gov/sites/default/files/tracking_the_sun_ix_report.pdf
- Benedito, R., & Zilles, R. (2011). O problema da inserção da geração distribuída com sistemas fotovoltaicos em unidades consumidoras de baixa tensão no brasil. *Avances En Energías Renovables Y Medio Ambiente*, 15, 53–58. Retrieved from <http://bdpi.usp.br/single.php?id=002247116>
- Branker, K., Pathak, M. J. M., & Pearce, J. M. (2011). A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), 4470–4482. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.104>
- Castro, M. A. L. (2015). Regulatory Scenarios for Microgeneration in Brazil and Its Impacts in the Next Decade. In *IEEE Electrical Power and Energy Conference: Smarter Resilient Power Systems, EPEC 2015* (pp. 463–467). London, ON, Canada: IEEE. <https://doi.org/10.1109/EPEC.2015.7379995>
- Cavaliero, C. K. N., & Silva, E. P. Da. (2005). Electricity generation: regulatory mechanisms to incentive renewable alternative energy sources in Brazil. *Energy Policy*, 33, 1745–1752. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.02.012>
- Cebds. (2015). White Paper CTÁGUA: Crise hídrica no Brasil. Rio de Janeiro: Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável - CEBDS. Retrieved from http://cebds.org/wp-content/uploads/2016/02/white_paper_ctagua_crise_hidrica_no_brasil.pdf
- Convênio ICMS 16 (2015). Dispõe sobre o Conselho Nacional de Política Fazendária. Brasil. Retrieved from https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15
- Convênio ICMS 6 (2013). Dispõe sobre o Conselho Nacional de Política Fazendária. Brasil. Retrieved from https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/cv006_13
- Costa, M. (2014, September 29). Alemanha: o país em que a energia solar vingou até demais. *O Estado de S.Paulo, Economia & Negócios*. Berlim, Alemanha. Retrieved from <http://economia.estadao.com.br/>
- Costellini, C., & Hollanda, L. (2014). *Setor Elétrico: da MP 579 ao pacote financeiro* (Informativo de Energia). Retrieved from

- http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/artigos/20140331_informativo_1_setor_eletrico_0.pdf
- CRESESB. (2004). *Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos* (Edição Esp). Rio de Janeiro: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. Grupo de Trabalho de Energia Solar. Retrieved from http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2004.pdf
- CRESESB. (2014). *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. (J. T. (UFPA) Pinho & M. A. (CEPEL) Galdino, Eds.) (2nd ed.). Rio de Janeiro. Retrieved from http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf
- Darling, S. B., You, F., Veselka, T., & Velosa, A. (2011). Assumptions and the levelized cost of energy for photovoltaics. *Energy Environ. Sci.*, 4(9), 3133. <https://doi.org/10.1039/c0ee00698j>
- Dias, M. V. X., Borotni, E. da C., & Haddad, J. (2005). Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. *Revista Brasileira de Energia*, 11 / nº 2, 1–11. Retrieved from <http://www.sbpe.org.br/socios/download.php?id=187>
- EDP. (2016). Tabela de Cálculo PIS/PASEP COFINS. Retrieved July 2, 2017, from <http://www.edpbr.com.br/distribuicao-es/saiba-mais/informativos/tabela-de-calculo-pispasep-confins>
- EIA. (2016). *International Energy Outlook 2016*. Washington, DC. Retrieved from [https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484\(2016\).pdf](https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/0484(2016).pdf)
- EPE. (2012). *Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira* (Nota Técnica EPE). Rio de Janeiro. Retrieved from http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf
- EPE. (2013). *Taxa de desconto aplicada na avaliação das alternativas de expansão* (Parâmetros Econômicos - Nota Técnica DEA 27/13). Rio de Janeiro. Retrieved from [http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/DEA_27-13 - Taxa de Desconto.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/consulta_publica/documentos/DEA_27-13_-_Taxa_de_Desconto.pdf)
- EPE. (2014). *Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos* (Recursos Energéticos - Nota Técnica DEA 19/14). Rio de Janeiro. Retrieved from [http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série Estudos de Energia/DEA 19 - Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil - Condicionantes e Impactos VF \(Revisada\).pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série_Estudos_de_Energia/DEA_19_-_Inserção_da_Geração_Fotovoltaica_Distribuída_no_Brasil_-_Condicionantes_e_Impactos_VF_(Revisada).pdf)
- EPE. (2016a). *Balanço energético nacional - Ano base 2015*. Rio de Janeiro. Retrieved from https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf
- EPE. (2016b). *Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. (Mauricio Tiomno Tolmasquim, Ed.). Rio de Janeiro. Retrieved from [http://www.epe.gov.br/Documents/Energia Renovável - Online 16maio2016.pdf](http://www.epe.gov.br/Documents/Energia_Renovável_-_Online_16maio2016.pdf)
- EPE. (2016c). *O Compromisso do Brasil no Combate às Mudanças Climáticas: Produção e Uso de Energia*. Retrieved from [http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/NT COP21 iNDC.pdf](http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/NT_COP21_iNDC.pdf)
- EPE. (2017). *Balanço Energético Nacional Relatório Síntese - ano base 2016*. Rio de Janeiro. Retrieved from [https://ben.epe.gov.br/downloads/Síntese do Relatório Final_2017_Web.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Síntese_do_Relatório_Final_2017_Web.pdf)
- Erwes, H., Forli, C., & Filho, R. D. (2012). *Condições de Importação de Equipamentos de Mini & Micro- Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil* (No. 2009.9053.1-001.00). Rio de Janeiro. Retrieved from http://www.americadosol.org/wp-content/uploads/2013/08/estudo_importacao.pdf
- FGV. (2016, July). IGP-M - Índice Geral de Preços - Mercado (Metodologia), 65. Retrieved

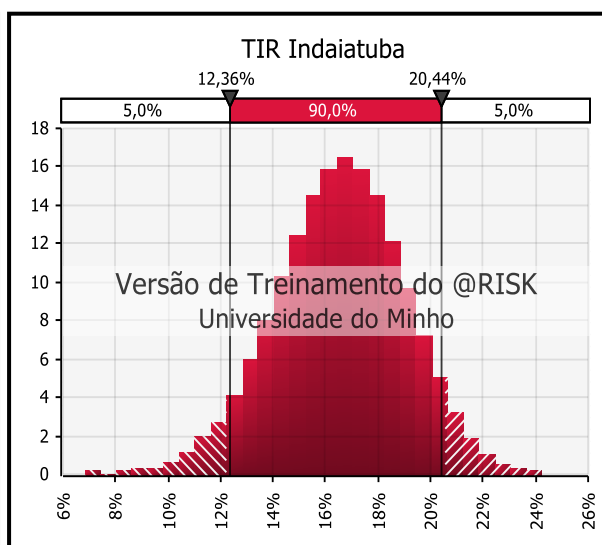
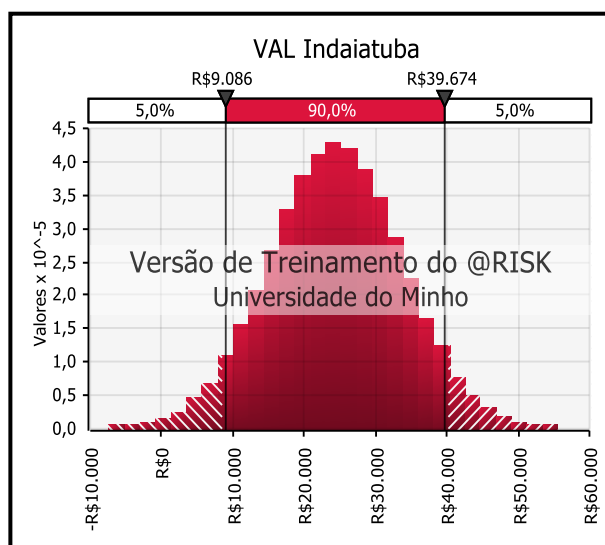
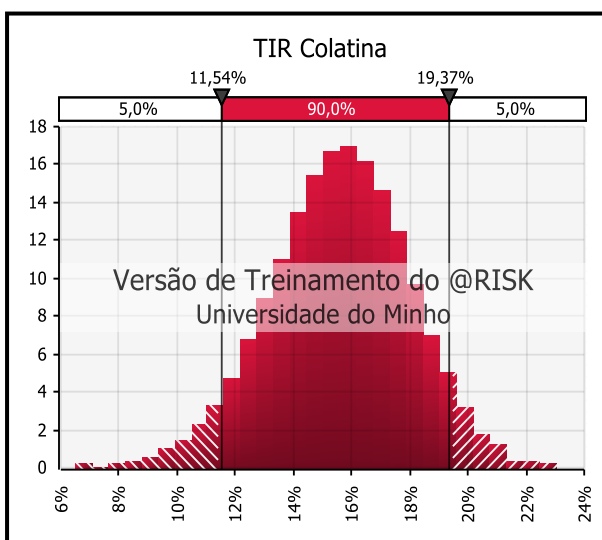
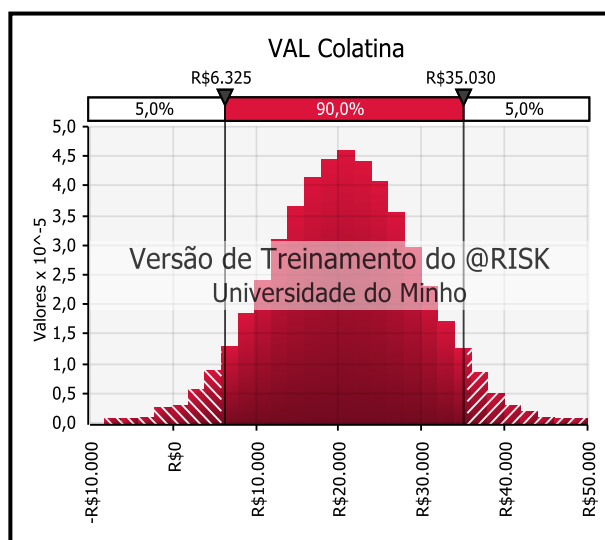
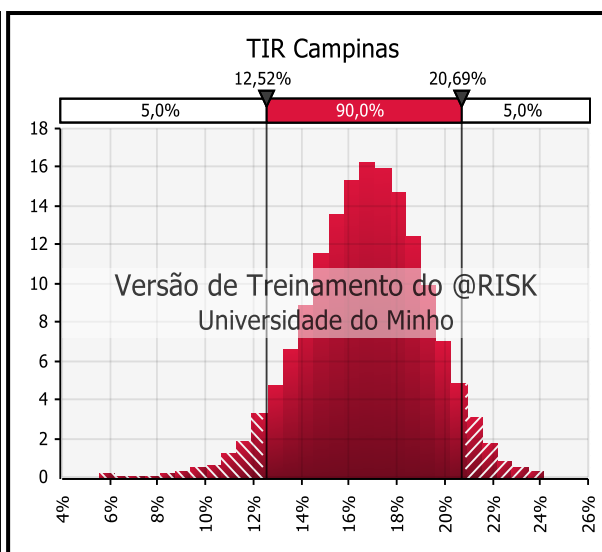
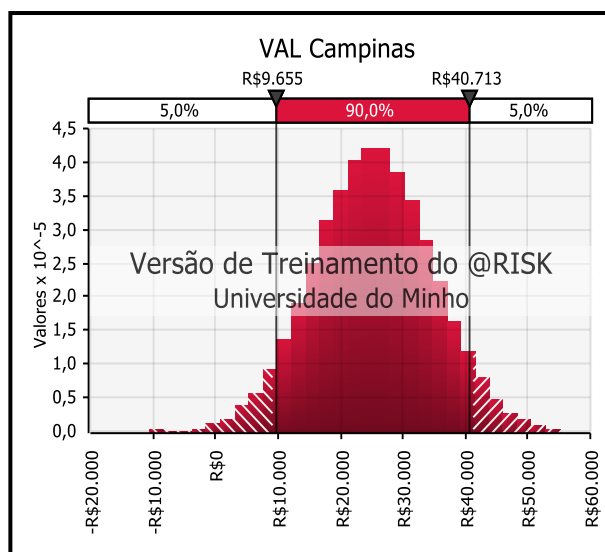
- from
<http://portalibre.fgv.br/main.jsp?lumChannelId=402880811D8E34B9011D92B6B6420E96>
- Francisquini, A. A. (2006). *Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição*. Universidade Estadual Paulista. Retrieved from http://www.feis.unesp.br/Home/departamentos/engenhariaeletrica/pos-graduacao/161_dissertacao_aislan_antonio_francisquini.pdf
- Freire, M. C., Pica, C. Q., Martins, M. A. I., & Luiz, A. (2015). Analysis of Relevant Technical and Economic Aspects to Support the Choice of Feasible Locations for Photovoltaic Power Plants in Brazil. In *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)* (pp. 258–263). Montevideo, Uruguay. Retrieved from <http://ieeexplore.ieee.org/document/7381164/?reload=true>
- Freitas, B. M. R. De, & Hollanda, L. (2015). *Micro e Minigeração no Brasil: Viabilidade Econômica e Entraves do Setor* (White Paper No. 1). Retrieved from <http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/13853/micro.pdf?sequence=1>
- IBGE. (2017). Série Histórica dos Acumulados no Ano - IPCA. Retrieved March 20, 2017, from http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/inpc_ipca/ipca-inpc_201705_3.shtm
- IEA. (2014). *Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy*. Paris. Retrieved from https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf
- IEA - PVPS. (2014). *Snapshot of Global PV 1992-2013*. Retrieved from http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/PVPS_report_-_A_Snapshot_of_Global_PV_-_1992-2013_-_final_3.pdf
- IEA - PVPS. (2016a). *National Survey Report of PV Power Applications in Germany - 2015*. Retrieved from http://www.iea-pvps.org/index.php?id=93&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1%5BshowUid%5D=740&tx_damfrontend_pi1%5BbackPid%5D=93
- IEA - PVPS. (2016b). *Review and Analysis of PV Self-Consumption Policies* (T1–28:2016 ed.). Retrieved from https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/iea_pdf/reports/iea_pvps_task1_review_and_analysis_of_pv_self_consumption_policies_2016.pdf
- IEA - PVPS. (2016c). *Trends 2016 in Photovoltaic Applications* (T1–30:2016 ed.). Retrieved from http://iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/Trends_2016_-_mr.pdf
- IEA - PVPS. (2017). *PVPS Annual Report 2016*. Retrieved from http://iea-pvps.org/index.php?id=6&no_cache=1&tx_damfrontend_pi1%5BshowUid%5D=1129&tx_damfrontend_pi1%5BbackPid%5D=6
- IEA - RETD. (2014). *Residential prosumers - drivers and policy options (re-prosumers)*. Paris, França. Retrieved from http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/06/RE-PROSUMERS_IEA-RETD_2014.pdf
- INMET. (2017). BDMEP - Série Histórica - Dados Mensais. Retrieved August 16, 2017, from http://www.inmet.gov.br/projetos/rede/pesquisa/form_mapas_mensal.php
- Jacobs. (2016). *Projections of uptake of small-scale systems*. Melbourne. Retrieved from www.jacobs.com
- Jacobsson, S., & Lauber, V. (2006). The politics and policy of energy system transformation — explaining the German diffusion of renewable energy technology. *Energy Policy*, 34(3), 256–276. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2004.08.029>
- Jäger-Waldau, A. (2016). *PV Status Report 2016*. <https://doi.org/10.2790/749737>
- Jordan, D. C., & Kurtz, S. R. (2012). Photovoltaic Degradation Rates — An Analytical Review.

- Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>
- Jr., H. de F., Trigos, F. B. M., & Cavalcanti, J. A. M. (2017). Review of distributed generation with photovoltaic grid connected systems in Brazil: Challenges and prospects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 75, 469–475. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.10.076>
- Karakaya, E., & Sriwannawit, P. (2015). Barriers to the adoption of photovoltaic systems : The state of the art. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 60–66. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.058>
- Kästel, P., & Gilroy-scott, B. (2015). Economics of pooling small local electricity. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 718–729. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.057>
- Konzen, G. (2014). *Difusão de Sistemas Fotovoltaicos Residenciais Conectados à Rede no Brasil: Uma Simulação via Modelo de Bass*. Universidade de São Paulo - USP.
- Lacchini, C., & Rüther, R. (2015). The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil. *Renewable Energy*, 83, 786–798. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.05.045>
- Lange, W. J. (2013). *Avaliação do potencial de mercado para a geração de energia fotovoltaica no Brasil* (No. 11.2261.3-001.00). TerraGIS Consultoria, Geoprocessamento e Geografia Aplicada Ltda. Retrieved from <http://www.epe.gov.br/mercado/Documents/Série Estudos de Energia/Mapeamento Solar GD - Produto 2.pdf>
- Lei n. 13.169 (2015). Dispõe sobre a Presidência da República, Casa Civil. Brasil. Retrieved from https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2015/lei/13169.htm
- Lei n. 20.824 (2013). Dispõe sobre a Secretaria de Estado de Fazenda de Minas Gerais - SEF/MG. Brasil. Retrieved from http://www.fazenda.mg.gov.br/empresas/legislacao_tributaria/leis/2013/120824_2013.htm
- Silva, E. (2006). Supply adequacy in electricity markets based on hydro systems - the Brazilian case. *Energy Policy*, 34(15), 2002–2011. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.02.011>
- Marion, B., Adelstein, J., Boyle, K., Hayden, H., Hammond, B., Fletcher, T., ... Vista, L. B. (2005). Performance Parameters for Grid-Connected PV Systems. In *31st IEEE Photovoltaics Specialists Conference and Exhibition* (p. 9). Lake Buena Vista, Florida: National Renewable Energy Laboratory. Retrieved from <http://www.nrel.gov/docs/fy05osti/37358.pdf>
- Mitscher, M., & Rüther, R. (2012). Economic performance and policies for grid-connected residential solar photovoltaic systems in Brazil. *Energy Policy*, 49, 688–694. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.009>
- MME. (2009). *Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída em Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF* (36th ed.). Brasília. Retrieved from <http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mmegtsf.pdf>
- MME. (2016). Energia Solar Brasil e Mundo - Ano de referência - 2015. Retrieved from <http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/17+-+Energia+Solar+-+Brasil+e+Mundo+-+ano+ref.+2015+%28PDF%29/4b03ff2d-1452-4476-907d-d9301226d26c?version=1.3>
- Moreno, B., & Weiss, M. (2016). *Ensaio Sobre Expansão Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica* (Caderno Opinião). Rio de Janeiro. Retrieved from http://www.fgv.br/fgvenergia/solar_bruno_moreno/files/assets/common/downloads/Solar_Bruno_Moreno.pdf
- Nalan, Ç. B., Murat, Ö., & Nuri, Ö. (2009). Renewable energy market conditions and barriers in Turkey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 1428–1436. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2008.09.001>
- NREL. (2016). *Best Practices in Photovoltaic System Operations and Maintenance*. Retrieved

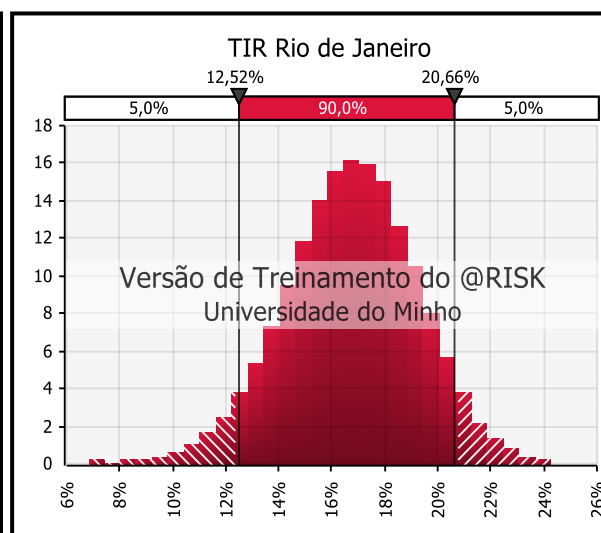
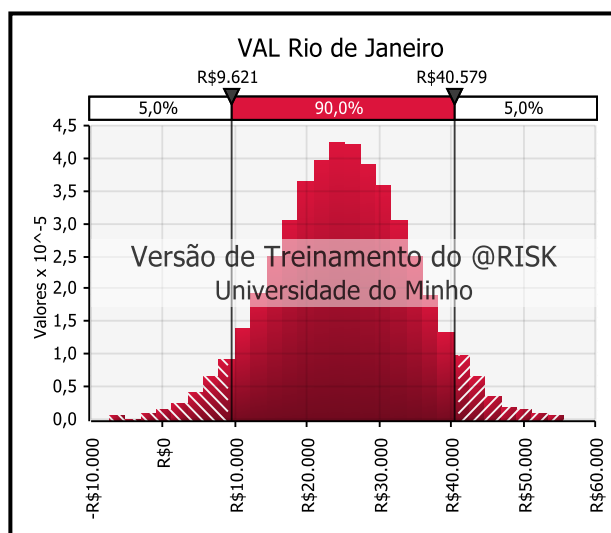
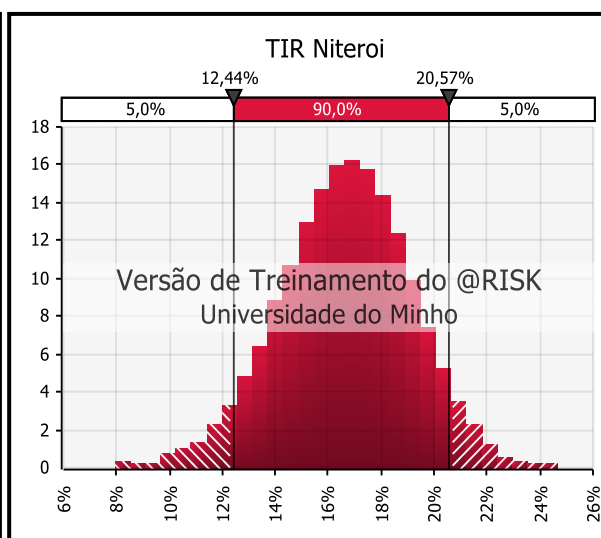
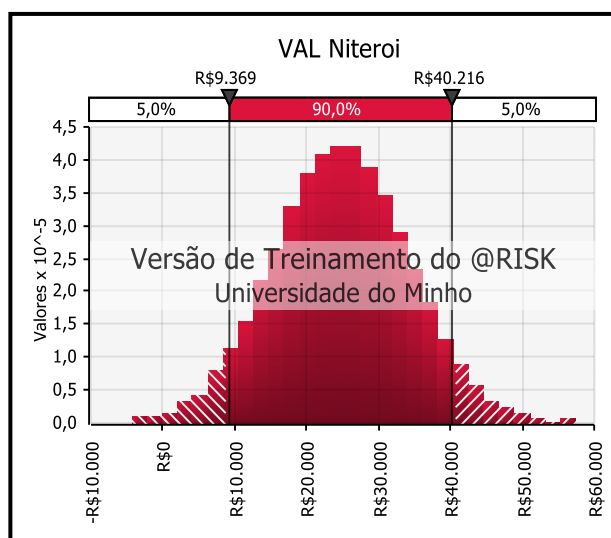
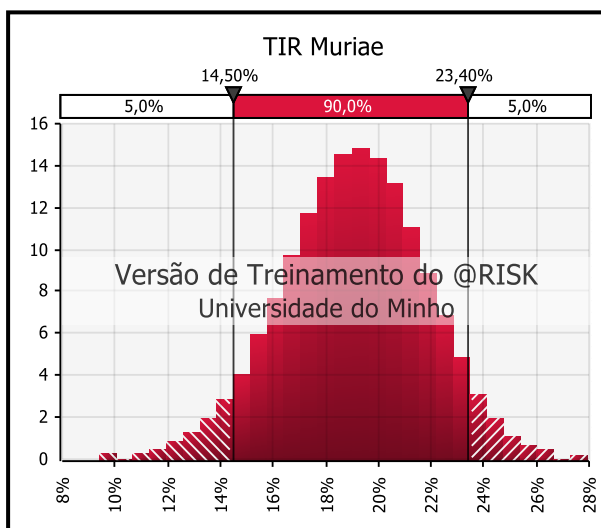
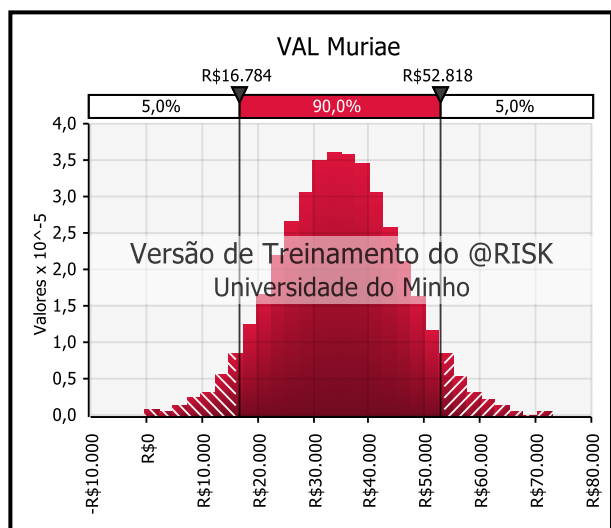
- from <http://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67553.pdf>
- Nuoshu, H., & Jr., F. C. (2017). *Brasil pode replicar sucesso da China na indústria solar?* Retrieved from <http://dialogochino.net/wp-content/uploads/2017/06/DC-Solar-Report-v5-PT.pdf>
- Oliveira, M. A. de. (2016). O Impacto do ICMS na Geração Distribuída no Brasil. In *XI SEMEAR - Seminário de Meio Ambiente e Energias Renováveis* (pp. 407–417). Revista Brasileira de Energias Renováveis. <https://doi.org/http://dx.doi.org/10.5380/rber.v5i3.48135>
- Pereira, E. B., Martins, F. R., Abreu, S. L. de, & Rüther, R. (2006). *Atlas brasileiro de energia solar* (1st ed.). São José dos Campos: INPE. Retrieved from http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf
- Petrick, K. (2014). Is a Prosumer Revolution Imminent? Residential PV - Prosumers – Drivers and Policy Options (RE-PROSUMERS). Kyoto - Japão: IEA - RETD. Retrieved from <http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2014/12/20141120-IEA-RETD-RE-PROSUMERS-Presentation.pdf>
- Photon, I. (2016, July). The Solar Power Magazine, 7–2016, 82. Retrieved from https://www.photon.info/documents/magazines/PI/PHOTON_International_2016-07_will_it_work.pdf
- Pillai, G. G., Putrus, G. A., Georgitsioti, T., & Pearsall, N. M. (2014). Near-term economic benefits from grid-connected residential PV (photovoltaic) systems. *Energy*, 68, 832–843. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.085>
- Pinto, J. T. M., Amaral, K. J., & Janissek, P. R. (2016). Deployment of photovoltaics in Brazil: Scenarios, perspectives and policies for low-income housing. *Solar Energy*, 133, 73–84. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.03.048>
- PMI. (2013). *A Guide to the Project Management Body of Knowledge (PMBOK Guide)*. (I. Project Management Institute, Ed.) (Fifth). Pennsylvania.
- Poullikkas, A. (2013). A comparative assessment of net metering and feed in tariff schemes for residential PV systems. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 3, 1–8. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2013.04.001>
- PROCEL/COPPE. (2007). *Avaliação do mercado de eficiência energética do Brasil - Ano base 2005*. Rio de Janeiro.
- PV*SOL. (2015a). History [Software]. Retrieved April 10, 2017, from <http://www.valentin-software.com/en/company/history>
- PV*SOL. (2015b). Meteonorm - meteorological database - [Valentin Software]. Retrieved June 25, 2017, from <http://www.valentin-software.com/en/products/additional-applications/19/meteonorm>
- Rauschmayer, H., & Galdino, M. A. (2014). Os Impactos da Regulamentação ANEEL/482 e da Legislação Tributária no Retorno Financeiro de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. In *V Congresso Brasileiro de Energia Solar* (p. 10). Recife. Retrieved from https://www.researchgate.net/profile/Marco_Galdino/publication/268073964_Os_impactos_da_regulamentacao_Aneel482_e_da_legislacao_tributaria_no_retorno_financeiro_de_sistemas_fotovoltaicos_conectados_a_rede/links/55b8301708ae9289a08d498e.pdf?origin=publication
- Reis, E. A., & Reis, I. A. (2002). *Análise Descritiva de Dados - Síntese Numérica* (1st ed.). Minas Gerais. Retrieved from <ftp://est.ufmg.br/pub/rt/rte0202.pdf>
- REN21. (2016). *Energias Renováveis 2016 Relatório da Situação Mundial*. Paris. Retrieved from http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2016/10/REN21_GSR2016_KeyFindings_po_01.pdf
- REN21. (2017). *Renewables 2017 Global Status Report*. Paris. Retrieved from <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2017/06/17->

- 8399_GSR_2017_Full_Report_0621_Opt.pdf
- Resolução Normativa nº 414 (2010). Dispõe sobre a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Brasil. Retrieved from <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>
- Resolução Normativa nº 479 (2012). Dispõe sobre a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Brasil. Retrieved from <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>
- Resolução Normativa nº 482 (2012). Brasil. Retrieved from <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>
- Ribeiro, P. F. (2015). An analysis on the inclusion of photovoltaic in Brazil : technical and economic aspects, 558–563. <https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2015.7381215>
- Rodrigues, S., Torabikalaki, R., Faria, F., Cafôfo, N., Chen, X., Ivaki, A. R., ... Morgado-Dias, F. (2016). Economic feasibility analysis of small scale PV systems in different countries. *Solar Energy*, 131, 81–95. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2016.02.019>
- Seel, J., Barbose, G., & Wiser, R. (2013). *Why Are Residential PV Prices in Germany So Much Lower Than in the United States ? A Scoping Analysis*. Berkeley, CA. Retrieved from <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/german-us-pv-price-ppt.pdf>
- Silva, R. M. da. (2015). *Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios*. Brasília. Retrieved from www.senado.leg.br/estudos
- Sobol, I. M. (1994). *A Primer for the Monte Carlo Method*. Boca Raton: CRC Press, Inc.
- Solar, T. (2012). The Honey Module - Trina Solar. Retrieved from http://www.skylinesolar.com.au/wp-content/uploads/Trina_260W.pdf
- Solarize. (2015). Software PV*SOL - O software de simulação de sistemas fotovoltaicos. Retrieved April 10, 2017, from http://www.solarize.com.br/site_content/22-software-pv-sol/75-pv-sol-o-software-de-simulacao-de-sistemas-fotovoltaicas
- SolarPower Europe. (2016). *Global Market Outlook For Solar Power - 2016 - 2020*. Brussels. Retrieved from <http://www.sonnenseite.com/en/energy/global-market-outlook-2016-2020.html>
- SolarPower Europe. (2017). *Global Market Outlook For Solar Power - 2017 - 2021*. Retrieved from http://www.solarpowereurope.org/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&g=0&t=1505506614&hash=f080d969158f99dfef1ab98f0e55bc287d617443&file=/fileadmin/user_upload/documents/GMO/GMO_2017-2021_v2.pdf
- Stilpen, D. V. de S., & Cheng, V. (2015). Solar Photovoltaics in Brazil : a Promising Renewable Energy Market. In *Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC), 2015 3rd International* (p. 5). Marrakech: IEEE. <https://doi.org/10.1109/IRSEC.2015.7455077>
- Tiepolo, G. M., Junior, J. U., Junior, O. C., & Vianac, T. (2014). Photovoltaic Generation Potential of Paraná State , Brazil – a Comparative Analysis with European Countries. *Energy Procedia*, 57, 725–734. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.228>
- Trigueiro, A. (2013, September 27). Política do governo alemão permite a expansão de fontes renováveis. *Jornal Da Globo*. Hartheim, Alemanha. Retrieved from <http://g1.globo.com/>
- Weiss, M. (2017). *Tecnologia fotovoltaica no Brasil: gerando energia, bem-estar, emprego e renda* (Caderno Opinião). Rio de Janeiro. Retrieved from http://www.fgv.br/fgvenergia/coluna-opinioao-tecnologia-fotovoltaica/files/assets/common/downloads/Coluna_Fotovoltaica.pdf
- Yang, R. J., & Zou, P. X. W. (2016). Building integrated photovoltaics (BIPV): costs, benefits, risks, barriers and improvement strategy. *International Journal of Construction Management*, 16(1), 39–53. <https://doi.org/10.1080/15623599.2015.1117709>

ANEXO I - PROBABILIDADES DE DENSIDADE DO VALOR ATUAL LÍQUIDO E DA TAXA INTERNA DE RETORNO



Avaliação de projetos de microgeração fotovoltaica na região Sudeste do Brasil



Avaliação de projetos de microgeração fotovoltaica na região Sudeste do Brasil

